

Previsão da Produção Anual de Parques Eólicos Sobreequipados

Daniel Pedro Almeida de Oliveira

**Dissertação para a obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Mecânica**

Orientador na FEUP: Prof. Dr. Álvaro Rodrigues



**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica**

Junho de 2013

à Susana

Resumo

Durante o funcionamento de um parque eólico, poucos são os períodos em que este se encontra a funcionar à sua potência nominal, correspondendo tal situação a, tipicamente, apenas algumas horas anuais. O sobreequipamento consiste na instalação de novos aerogeradores de modo a aproveitar melhor todo o restante período em que o parque não se encontra a funcionar à sua potência máxima.

É objetivo desta dissertação a formulação de uma metodologia que vise estimar a produção de um parque eólico sobreequipado e proceder à análise económica de tal investimento.

De modo a testar a metodologia, esta foi utilizada para determinar a viabilidade de sobreequipamento em dois casos de estudo, um parque de 5 máquinas e um outro com 15 máquinas. A diferença nas suas dimensões permitiu tirar algumas conclusões quanto à potência ótima a instalar.

De um modo geral, a metodologia foi bem-sucedida, visto que os resultados obtidos para a previsão da produção são coerentes e houve um crescimento das perdas de produção, provocadas pela limitação da potência de injeção na rede, com a potência de sobreequipamento, o que seria de esperar.

A análise de investimentos de um projeto também foi abordada. Utilizaram-se alguns indicadores económicos para avaliar a rentabilidade de um projeto e a capacidade ótima de sobreequipamento a instalar.

Abstract

During the operation of a wind farm, few are the situations where it is working at its nominal power, corresponding to just a few hours a year. Exceeding the installed power consists in the installation of new turbines, in order to take advantage of all the periods where the wind farm is not working at its maximum power.

The purpose of this dissertation is the formulation of a methodology to predict the production of a wind farm with exceeding power and proceeding to the economic analysis of such investment.

To evaluate this methodology, two case studies were used to determine the viability of the installation of an exceeded power wind farm, one with 5 turbines and another one with 15 machines, yet to be over-powered. The difference of their sizes allowed making some inferences about the optimal power to install.

In a general way, the methodology was well implemented, since the predicted results are coherent and there is a growth in the losses due to the limit of the injected power in the grid, as expected.

The investment analysis of the project was also approached. A few economic indicators were used to estimate the profitability of the project and the optimal exceeded power to install.

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer ao meu orientador, Eng.º Álvaro Rodrigues, pelos conhecimentos transmitidos ao longo dos últimos meses e pelas suas indicações e sugestões.

Ao Eng.º José Carlos Matos, do INEGI, pelo tempo despendido e pelos dados facultados.

Ao Eng.º Bruno Silva, do INEGI, um grande agradecimento por todos os esclarecimentos e sugestões, que foram fundamentais para a conclusão desta dissertação.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e motivação.

Agradeço ainda aos meus colegas do INEGI pelos momentos de discussão e partilha de conhecimentos.

Aos meus pais e à Susana agradeço todo o apoio e compreensão nesta etapa da minha vida.

Índice

1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento em Portugal.....	2
1.2. Motivação e Objetivos da Dissertação	6
1.3. Estrutura do Trabalho	7
2. Recurso Eólico.....	9
2.1. Origem dos Ventos	9
2.2. Efeito da Topografia.....	11
2.3. Caracterização do Recurso Eólico.....	14
2.3.1. Variabilidade do vento	14
2.3.2. Representação do regime de ventos.....	16
2.4. Modelação do vento - Programa WAsP.....	18
3. Sistemas de Conversão de Energia Eólica.....	21
3.1. Conceitos teóricos.....	21
3.2. Mecanismos de Controlo de Potência	23
3.2.1. Geradores elétricos	24
3.2.2. Controlo da potência.....	25
3.3. Etapas de um projeto eólico.....	27
3.4. Parques eólicos sobreequipados.....	29
3.4.1. Definição de sobreequipamento.....	29
3.4.2. Legislação	31
3.5. Perdas Técnicas	32
4. Metodologia para a estimativa de produção do sobreequipamento.....	35
4.1. Limitação da potência.....	35
4.2. Descrição da metodologia.....	37
5. Análise de Investimento.....	41
5.1. Tarifa Subsidiada	41
5.2. Custos de um Projeto Eólico	43

5.3. Indicadores de Rentabilidade do Projeto	44
6. Caso de Estudo: Parque A	47
6.1. Localização do projeto e descrição do parque.....	47
6.2. Tratamento de dados	51
6.3. Previsão da Produção	54
6.4. Estudo de viabilidade económica	58
7. Caso de Estudo: Parque B	61
7.1. Localização do projeto e descrição do parque.....	61
7.2. Tratamento de dados	63
7.3. Previsão da produção	66
7.4. Estudo de viabilidade económica	68
8. Parâmetros com influência no sobreequipamento	71
8.1. Influência do recurso eólico no sobreequipamento	71
8.2. Influência da limitação de potência no sobreequipamento	72
9. Conclusões	75
9.1. Limitações da metodologia.....	75
9.2. Casos Práticos	76
9.3. Outras conclusões retiradas.....	77
9.4. Legislação do sobreequipamento.....	78
9.5. Sugestão de trabalho futuro.....	78
Referências	79
Anexo A	83
Anexo B	85
Anexo C	87

Índice de Figuras

Figura 1 Evolução do peso das diferentes fontes de produção de energia elétrica em Portugal [1]...	2
Figura 2 Evolução da potência eólica instalada em Portugal [3].	3
Figura 3 Evolução do consumo de energia elétrica com fonte eólica.	4
Figura 4 Potência eólica instalada em alguns países europeus, no ano de 2011 [3].....	5
Figura 5 Modelo unicelular da circulação do ar proposto por Hadley [5].	10
Figura 6 Circulação do vento no período diurno e noturno numa montanha [6]	11
Figura 7 Escoamento de ar em regiões costeiras [5]	11
Figura 8 Variação da velocidade na colina de Askervein em relação à velocidade média [7].	12
Figura 9 Mudança do perfil de velocidades com a rugosidade [8]	13
Figura 10 Variação da velocidade do vento num período de 12 horas.	15
Figura 11 Variação da direção do vento durante 12 horas.....	15
Figura 12 Exemplo de um histograma de velocidades com a respetiva curva de aproximação de Weibull.	17
Figura 13 Exemplos de rosas das frequências (%), rosa das velocidades (m/s) e rosa das energias (W/m^2).	18
Figura 14 Metodologia do <i>European Wind Atlas</i> [7].....	19
Figura 15 Curvas características de um aerogerador.....	22
Figura 16 Diferença entre velocidade de rotação constante e variável [9].	25
Figura 17 Diferença das curvas de potência dos diferentes tipos de controlo.	27
Figura 18 Etapas principais de um projeto e as respetivas durações típicas [9].....	28
Figura 19 Potência média aproveitada anualmente para um parque com e sem sobreequipamento [11].	30
Figura 21 Curva de potência de um aerogerador em funcionamento normal e limitado.....	36
Figura 20 Fluxograma da metodologia proposta.	38
Figura 22 Distribuição da potência específica e das alturas da área – Parque A.	48
Figura 23 Distribuição da rugosidade do Parque A.....	49
Figura 24 Curva de potência e coeficiente de potência do aerogerador E-70 E4.	50
Figura 25 Histograma de frequências de ocorrência e distribuição de Weibull ($A=7,6$ m/s; $k=1,57$) – Parque A.	51
Figura 26 Rosa das frequências (%), velocidades (m/s) e da densidade de energias (W/m^2) – Parque A.....	52
Figura 27 Velocidade média do vento entre Novembro de 1999 e 2002 – Parque A.	52
Figura 28 Posição dos aerogeradores num mapa de densidade de potência – Parque B.	62
Figura 29 Representação da orografia da área - Parque B.....	62
Figura 30 Curvas características do aerogerador E-82.....	63
Figura 31 Histograma de frequências de ocorrência e distribuição de Weibull - Parque B.	64
Figura 32 Rosa das frequências (%), velocidades (m/s) e da densidade de energias (W/m^2) – Parque B.....	64

Figura 33 Variação das perdas de produção da limitação da potência de acordo com a velocidade média.....	72
---	----

Índice de Tabelas

Tabela 1 Perdas técnicas.....	33
Tabela 2 Distribuição típica de custos de investimento num parque eólico de 10 MW [2].	43
Tabela 3 Dados gerais do parque eólico em estudo – Parque A.....	47
Tabela 4 Especificações do aerogerador Enercon E-70.....	50
Tabela 5 Distância, em diâmetros de rotor, entre os aerogeradores. Assinalados a vermelho são as distâncias que não cumprem as recomendações do Atlas Europeu do Vento [7].	51
Tabela 6 Tabela de ocorrências, em %, por classe de velocidades e setor, com os valores médios de A, k e potência específica – Parque A.....	53
Tabela 7 Disponibilidade anual em horas de cada par velocidade/direção – Parque A.....	54
Tabela 8 Previsão da produção do parque A sem sobreequipamento.	55
Tabela 9 Previsão da produção do parque A com sobreequipamento e sem limitação de potência.	55
Tabela 10 Potência instantânea do parque A [MW], com o sobreequipamento e sem limitação, para cada par velocidade/direção.	56
Tabela 11 Potência instantânea do parque A [MW], com o sobreequipamento e com limitação, para cada par velocidade/direção.	57
Tabela 12 Energia produzida anualmente - Parque A.....	58
Tabela 13 Resultados económicos para o sobreequipamento do Parque A.	59
Tabela 14 Dados gerais do parque eólico em estudo – Parque B.	61
Tabela 15 Tabela de ocorrências, em %, por classe de velocidades e setor, com os valores médios de A, k e potência específica – Parque B.....	65
Tabela 16 Disponibilidade anual em horas de cada par velocidade/direção – Parque B.....	66
Tabela 17 Produção do Parque B para as diferentes potências de sobreequipamento (sem limitação).....	67
Tabela 18 Fatores de correção do Parque B.	67
10. Tabela 19 Energia produzida anualmente - Parque B.	68
Tabela 20 Resultados económicos do Parque B.	68
Tabela 21 Diferenças de produção de dois métodos diferentes de obtenção da matriz de potências.	73
Tabela 22 Variação dos indicadores económicos.	74

Abreviaturas e Símbolos

A	Fator de escala da distribuição de Weibull
a.n.m.	Acima do nível do mar
a.n.s.	Acima do nível do solo
C_p	Coefficiente de Potência
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
FC	Fator de Correção ou Fluxos de Caixa
hpc	Horas equivalentes a Plena Carga
i	Taxa de atualização
I_f	Investimento Fixo
I_v	Investimento Variável
k	Fator de forma da distribuição de Weibull
K	Constante de Vón Kármán
P	Potência
P.E.	Parque Eólico
PRE-FER	Produção em Regime Especial de Fontes de Energia Renovável
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	Valor Atual Líquido
\overrightarrow{W}	Resultante das velocidades incidentes numa pá
WAsP	<i>Wind Atlas Analysis and Application Program</i>
z	Altura
z_0	Parâmetro de rugosidade superficial
α	<i>Shear Factor</i>
ϱ	Massa Volúmica
α	Ângulo de ataque do escoamento
β	Ângulo de passo do escoamento

Introdução

Capítulo 1

A década de 70 ficou marcada pela crise no sector petrolífero, fazendo com que o investimento nas fontes alternativas de produção de energia elétrica se acentuasse, permitindo que estas, incluindo a eólica, sofressem um grande impulso, tanto na sua aplicação como na sua tecnologia. Foi graças a esta situação que se descobriu o elevado potencial eólico, permitindo que o desenvolvimento continuasse, mesmo após a crise ultrapassada, e que Portugal passasse de um país fraco em recurso energéticos de origem fóssil para um país com um *mix* invejável de recursos energéticos endógenos [1].

Atualmente, o principal motor que permite que a tecnologia eólica (e demais fontes renováveis) seja aperfeiçoada são, principalmente, as baixas emissões de CO₂ durante o seu ciclo de vida [2], a contribuição para a menor dependência energética do país e o consumo crescente de energia, devido ao desenvolvimento tecnológico e às potências mundiais emergentes, prevendo-se que os recursos fósseis não sejam suficientes para suprir a demanda energética.

Contudo, e no que à fonte eólica diz respeito, um dos principais desafios continua a ser a variabilidade do vento que causa uma dificuldade acrescida em manter uma potência constante do parque e consequentemente complica a gestão energética do país, sendo também um fator que dificulta a rentabilidade dos investimentos.

Este capítulo introdutório pretende fornecer uma visão geral acerca do aproveitamento da energia eólica em Portugal. Pretende-se também descrever qual o objetivo principal desta dissertação, o sobreequipamento, e a sua influência no panorama energético nacional.

1.1. Enquadramento em Portugal

A escassez de Portugal em recursos energéticos fósseis torna-o bastante dependente do exterior, situação que é agravada pela variação da cotação da matéria-prima e das taxas de câmbio. Esta dependência tem vindo a ser mitigada graças a um bom *mix* de fontes energéticas, incluindo as renováveis, tal como a solar, hídrica, eólica e biomassa, que são cada vez mais aproveitadas para a conversão em energia elétrica.

Tendo uma consciência mais ambiental, Portugal foi um dos países que ratificou o protocolo de Quioto, em 31 de Maio de 2002, comprometendo-se a que, em 2010, 39% da sua energia elétrica fosse produzida a partir de fontes renováveis, sendo a hídrica e a eólica as fontes preferencialmente utilizadas para atingir este objetivo. Uma vez que a grande hídrica já se encontrava bastante desenvolvida e a energia solar não apresentava grande retorno a curto e médio prazo, o investimento centrou-se nas fontes eólicas. Como se pode observar na figura 1, em 2010, 52% da energia produzida deveu-se à grande hídrica e à PRE Renovável, tendo-se portanto cumprido este objetivo.

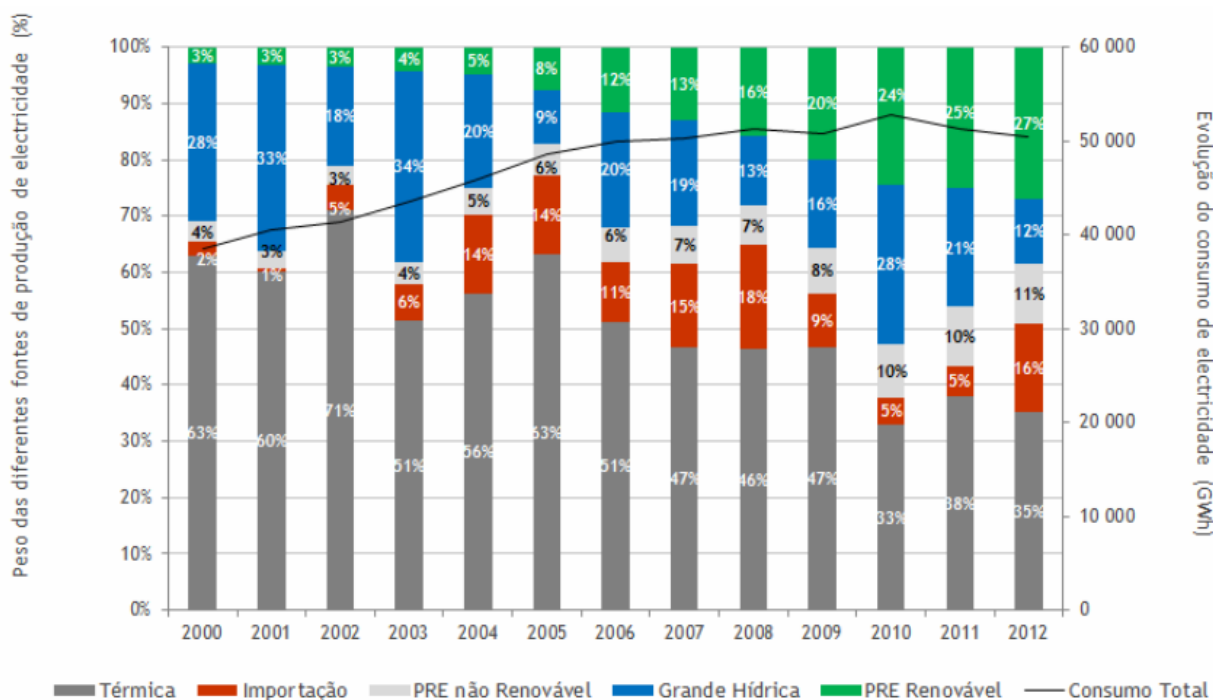


Figura 1 Evolução do peso das diferentes fontes de produção de energia elétrica em Portugal [1].

Segundo o decreto-lei n.º 51/2010, a meta atual foca-se em atingir, em 2020, 60% de produção de energia elétrica com fonte renovável.

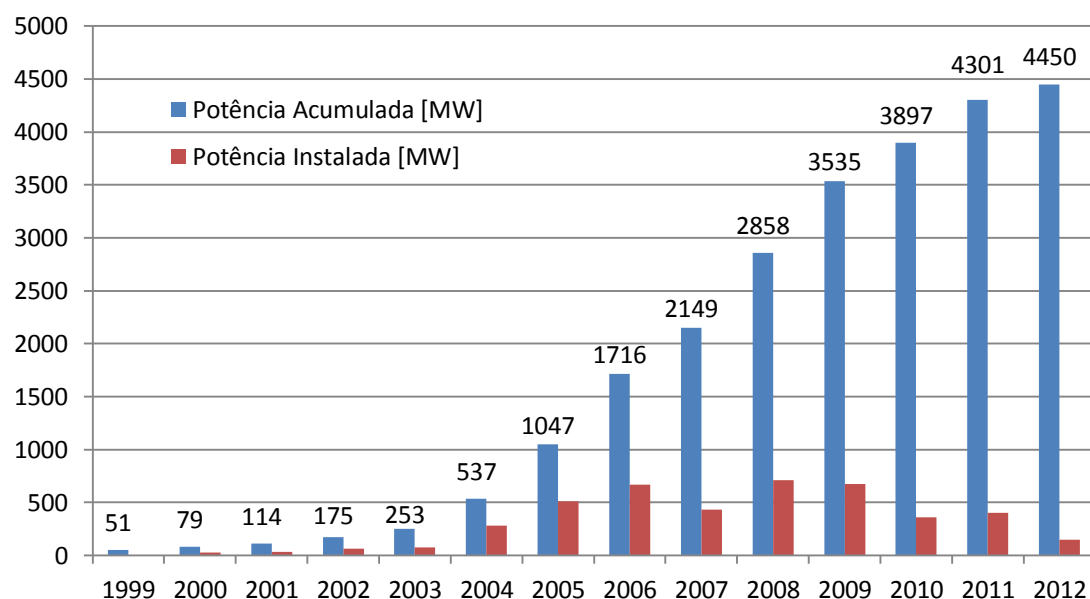


Figura 2 Evolução da potência eólica instalada em Portugal [3].

Na figura 2 pode-se verificar que, em 2012, Portugal tinha 4450 MW de potência instalada, distribuída por 223 parques, com 2408 aerogeradores, e que em 2010, ano em que terminava o prazo da etapa do protocolo de Quioto suprarreferido, a potência total era 25 vezes superior à potência instalada em 2002, demonstrando assim o enorme investimento que foi feito ao longo dos anos. No entanto, e motivado por uma série de fatores como a queda da economia portuguesa, a nossa taxa de incorporação de eólica, a evolução da procura, etc., levou a que, em 2012, Portugal fosse o país europeu (EU-15) que menos investisse na instalação de potência eólica [3].

Contudo, e na sequência do grande investimento realizado ao longo dos anos, em 2012, 10 dos 49 TWh consumidos em Portugal tiveram origem eólica. O consumo anual de energia de fonte eólica pode ser comparado na figura 3, verificando-se um notável crescimento desde 2004, e com tendência a aumentar.

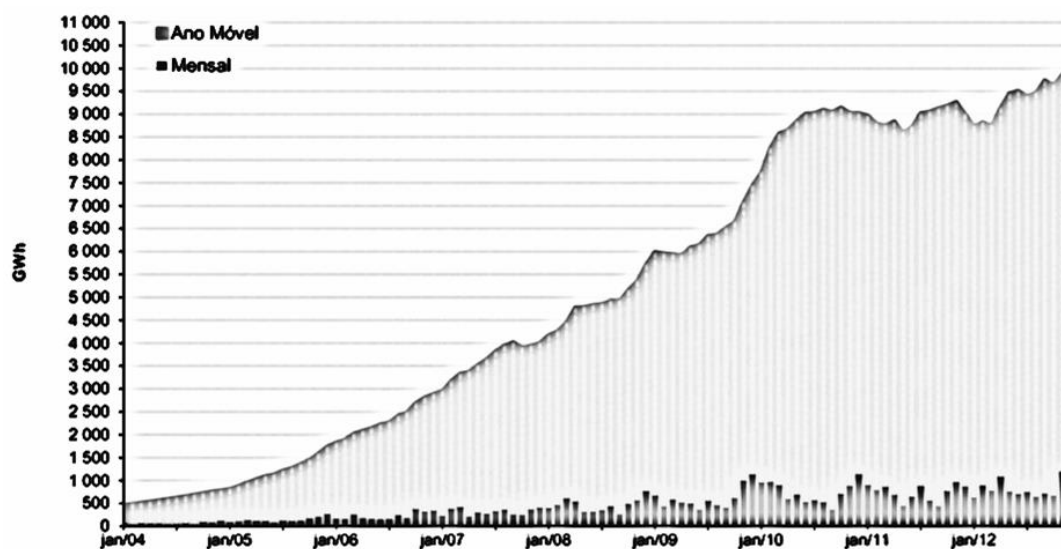


Figura 3 Evolução do consumo de energia elétrica com fonte eólica.

Portugal conseguiu assim que em 2012, 27% do consumo de energia elétrica tivesse fonte renovável (excetuando a grande hídrica), comparados com os 3% alcançados em 2000, tornando-se no quinto país europeu com maior incorporação de energia renovável [1] - figura 1.

Estes resultados, que permitiram que em 8 anos o país reduzisse em 7% a sua dependência energética do exterior [4], só foram possíveis em grande parte devido à atividade dos PRE-FER [1] e com a abertura do mercado de produção de energia elétrica a independentes, através do decreto-lei n.º 189/88 de 27 de Maio. Além do mais, através de uma série de decretos-lei que têm vindo a ser periodicamente atualizados, existe um sistema remuneratório atribuído às centrais produtoras de eletricidade a partir de fontes renováveis, estando diferenciado por tecnologia e regime de exploração, e onde são contabilizados os benefícios ambientais. Estas tarifas (*tarifas feed-in*), subsidiadas pelo Estado, têm como objetivo o fomento no investimento nestas tecnologias, aumentando a quota das fontes endógenas na produção elétrica.

Na figura 4 observa-se que, em 2011, Portugal é o terceiro país europeu com mais potência eólica instalada por habitante, permitindo que em 2012 fosse o segundo país europeu com maior incorporação de energia eólica no consumo energético [1].

Pode-se concluir que Portugal se encontra no topo no que diz respeito às energias renováveis, principalmente na área da energia eólica. Graças à evolução que o peso destas energias têm tido no consumo energético anual, está provado que o investimento nestas fontes de energia alternativas aos combustíveis fósseis é um dos caminhos a percorrer para

atingir uma maior independência portuguesa dos combustíveis fósseis, produto cada vez mais escasso.

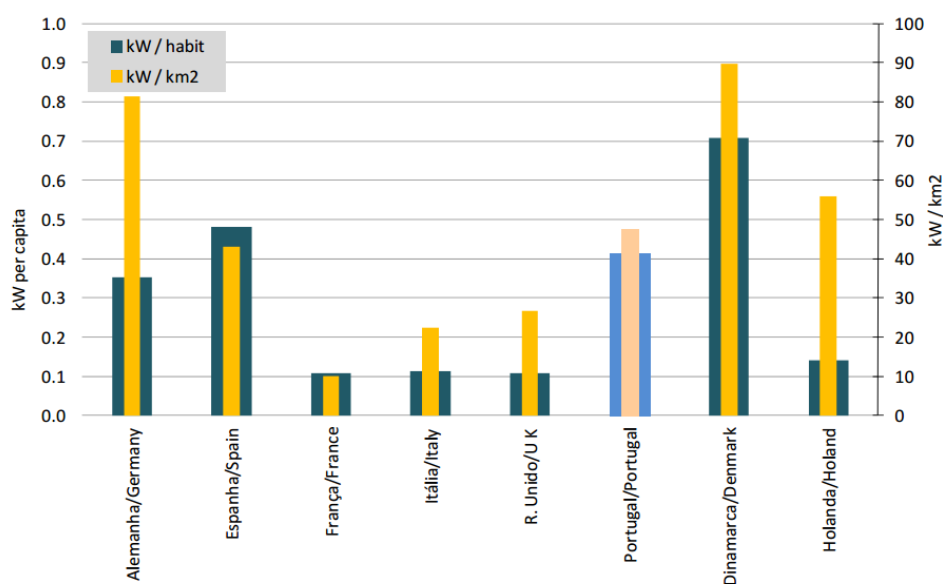


Figura 4 Potência eólica instalada em alguns países europeus, no ano de 2011 [3].

O sobreequipamento dos parques eólicos, objeto de estudo desta tese, pode ser um passo importante para este objetivo e daí a sua quota de importância no contexto social, político e económico português.

Um forte exemplo de que é possível atingir uma maior incorporação das fontes endógenas na obtenção de energia elétrica são os resultados obtidos até ao momento em que este texto foi redigido (passado o primeiro trimestre de 2013), onde 80% da energia elétrica teve origem renovável, distribuindo-se em partes iguais pela PRE-FER e a grande hídrica. Embora estes resultados se tenham devido, maioritariamente, às condições climáticas ótimas para a produção de eletricidade, foi provado que, aumentando a capacidade produtora, será possível obter estes resultados de forma mais recorrente.

No entanto, face à variabilidade destas fontes endógenas, é necessário um grande esforço por parte do operador nacional de corresponder às exigências dos consumidores. Para isso, o futuro passa pelas redes inteligentes que permitirão um controlo mais eficiente da energia em circulação na rede elétrica.

1.2. Motivação e Objetivos da Dissertação

A produção de energia elétrica de fonte eólica apresentou um crescimento considerável nos últimos dez anos, principalmente em Portugal, país com enorme potencial para o aproveitamento da energia contida no vento.

Após anos de experiência no setor, os promotores dos parques eólicos têm agora nas suas agendas a maximização da energia produzida anualmente, seja por uma gestão mais apurada dos seus ativos, pela substituição de tecnologia ou ainda recorrendo ao sobreequipamento para melhor aproveitar a capacidade da rede receber energia no ponto de entrega em questão. Pretende-se com o sobreequipamento aumentar a capacidade produtora de uma central eólica, resultando num melhor aproveitamento da capacidade de receção da rede elétrica, aumentando a produção nas situações de médios e baixos regimes de vento, aceitando que parte da capacidade geradora não será utilizada quando o regime de ventos for mais intenso, dada a limitação de injeção na rede à potência licenciada.

Nesse sentido, é importante elaborar uma série de estudos de ordem técnica de modo a perceber até que ponto o sobreequipamento é possível e economicamente viável.

O objetivo principal desta dissertação passa por elaborar uma metodologia para a análise de implementação do sobreequipamento a um parque eólico. Pretende-se abranger todos os pontos envolvidos num projeto de sobreequipamento, como a potência ideal a sobreequipar e as perdas de produção causadas pela esteira e pelas limitações dos equipamentos. Também se pretende abordar o mecanismo de limitação de potência, obrigatório num parque sobreequipado. Será usado um programa de apoio, o WAsP, muito utilizado para avaliação do recurso eólico e previsão da produção dos parques eólicos.

Pretende-se posteriormente avaliar esta metodologia utilizando dois casos de estudo de parques em funcionamento, de modo a encontrar as suas limitações e de que forma poderá ser melhorada.

O aspeto económico é decisivo para o sobreequipamento e, como tal, não poderia deixar de ser considerado. Tendo em conta a tarifa subsidiada, será feita uma avaliação económica aos principais parâmetros que determina se o projeto será rentável a médio ou longo prazo. Não se pretende uma profunda análise aos resultados financeiros da empresa promotora do parque, como as suas obrigações fiscais, mas uma avaliação concreta da possibilidade de sobreequipamento em termos de projeto.

1.3. Estrutura do Trabalho

Este capítulo introdutório pretende fornecer uma visão geral acerca da situação da energia eólica em Portugal. São apresentados dados que dão uma visão da evolução deste setor, tanto em Portugal como no resto da Europa. Pretende-se também descrever qual o objetivo principal desta dissertação, o sobreequipamento, e a sua potencial influência no panorama energético nacional.

Uma vez que o vento é peça central nesta dissertação, faz todo o sentido abordar a temática da sua origem de modo a perceber, além de como é formado, a sua variabilidade e a forma de o representar. O capítulo 2 é dedicado a este tema e fornece desde logo informações úteis para a caracterização do recurso eólico.

O capítulo 3 é dedicado à tecnologia eólica. Pretende-se perceber as limitações dos aerogeradores e os parâmetros utilizados atualmente para caracterizar um aerogerador ou um parque eólico. Uma vez que se trata de uma análise a um possível investimento num parque eólico, as etapas para a implementação de um parque são aqui referidas. Tratando-se do tema principal do projeto, pretende-se descrever o sobreequipamento e a respetiva legislação.

Após a fase de conceitos, o capítulo 4 é o culminar da dissertação. Aqui é apresentada uma metodologia para a implementação de um excedente de capacidade geradora num parque eólico, sendo este o objetivo principal da tese.

No capítulo 5 estão as bases para uma análise económico-financeira ao projeto de um parque eólico. São apresentados os indicadores de rentabilidade utilizados e é descrita a remuneração atribuída aos promotores dos parques.

Os capítulos 6 e 7 são dois casos práticos cujo objetivo é avaliar a metodologia proposta, determinando se é viável o sobreequipamento dos parques e em que condições.

O capítulo 8 pretende ser um complemento dos casos de estudo à avaliação do sobreequipamento.

Por fim, o capítulo 9 apresenta as conclusões retiradas desta dissertação.

Recurso Eólico

Capítulo 2

Vento, na sua definição mais simples, é o deslocamento de uma massa de ar, ou ar em movimento. É devido à energia cinética existente no vento que é possível a obtenção de energia elétrica de fonte eólica.

Dada a variabilidade do vento no tempo e no espaço, torna-se importante a caracterização do recurso eólico através da medição da sua velocidade e direção, de modo a prever, da forma mais aproximada possível, qual será a produção de energia elétrica de determinado parque eólico.

2.1. Origem dos Ventos

A uma escala global, a formação de vento deve-se à combinação de dois fatores: a energia irradiada pelo sol e a rotação da Terra.

A radiação proveniente do sol atinge a Terra maioritariamente na zona do equador, o que torna esta zona mais quente que nos polos. Uma vez que o ar nas zonas equatoriais é mais quente, ocorre a sua ascensão, formando uma região de baixa pressão, havendo uma deslocação das massas de ar em direção aos polos através da troposfera. O oposto acontece quando ocorre a descida do ar frio, isto é, forma-se uma região de alta pressão, pelo que as massas de ar se deslocam dos polos para o equador ao nível da superfície. É possível observar na figura 5 como se realiza este movimento de massas de ar, o modelo unicelular de Hadley.

No entanto, ainda há um outro fenómeno que tem grande influência no regime de ventos, o efeito de Coriolis. Devido à elevada velocidade de rotação da Terra em torno o

seu eixo, há conservação do momento angular dos ventos, fazendo com que o ar frio que escoia dos polos para o equador se desloque no sentido oeste-leste. Daí que, quando nos encontramos no hemisfério norte, ocorrem os ventos de nordeste, e quando nos encontramos no hemisfério sul, ocorrem os ventos de sudeste.

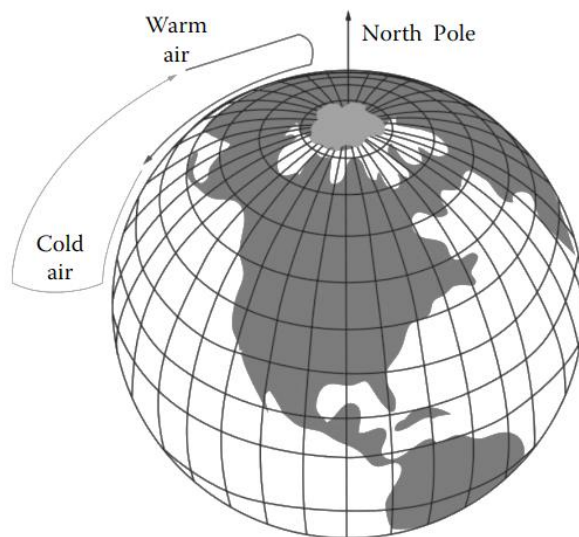


Figura 5 Modelo unicelular da circulação do ar proposto por Hadley [5].

Este modelo diz respeito apenas a uma escala [5], a escala global. Se aumentar a escala será possível “observar” os ventos regionais e se se ampliar ainda mais atinge-se a microescala, onde a formação de ventos ocorre em regiões costeiras e montanhosas. Estes ventos locais, chamados de brisas, podem ter diferentes denominações, consoante o seu sentido, tais como, brisas marítimas, brisas terrestres, brisas de montanha e brisas do vale, e são resultado dos efeitos térmicos – convecção natural.

Nas montanhas, o aquecimento das encostas faz com que o ar aqueça, ascendendo até ao topo, sendo substituído pelo ar mais frio da atmosfera dessa zona – ventos anabáticos. É devido a este gradiente de temperaturas entre a encosta da montanha e a atmosfera que há uma forte disponibilidade de vento em regiões montanhosas. À noite, como não ocorre a insolação da encosta da montanha, a sua temperatura é inferior à temperatura do ar atmosférico havendo assim uma inversão da circulação do ar, os chamados ventos catabáticos, tal como se pode observar na figura 6 [6].



Figura 6 Circulação do vento no período diurno e noturno numa montanha [6]

Nas regiões costeiras, e devido às diferentes capacidades de absorção de radiação da terra e do mar, formam-se as brisas marítimas, figura 7. Devido ao elevado calor específico do mar/oceano, as variações térmicas são inferiores às do continente que, por sua vez, têm um menor calor específico.

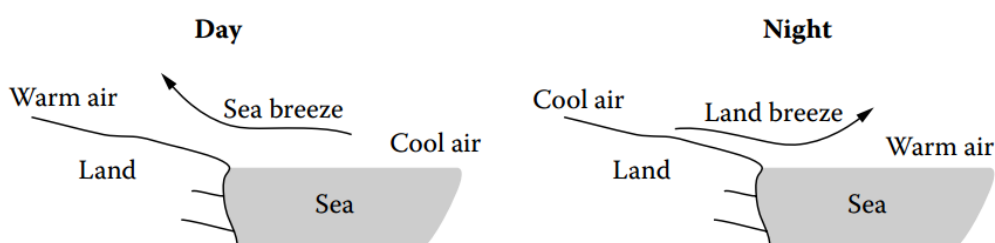


Figura 7 Escoamento de ar em regiões costeiras [5]

Pode-se concluir que, qualquer que seja a escala, o mecanismo de transporte das massas de ar é o mesmo - um aquecimento diferencial nas diferentes zonas origina diferentes pressões.

2.2. Efeito da Topografia

Já foi discutido na secção anterior a formação do vento, inclusive a sua origem a nível local (as brisas), resultado da convecção natural. No entanto, a topografia tem uma forte influência na velocidade e direção do vento, podendo tornar-se um fator decisivo para a (não) implementação de um aerogerador ou parque eólico. Neste caso, o mecanismo de transporte das massas de ar é a convecção forçada.

Na camada limite atmosférica os efeitos de fricção não podem, naturalmente, ser ignorados, pelo que a superfície influencia o escoamento do ar, tanto no plano horizontal como no vertical. São principalmente três as características da superfície que influenciam o perfil de velocidades: a rugosidade do solo, a presença de obstáculos e a orografia.

A orografia da região, tal como a presença de montanhas e colinas, influenciam consideravelmente, podendo o vento acelerar no cume e desacelerar no sopé. Foi realizado um estudo internacional de campo na colina de Askervein para verificar a validade desta teoria, e para isso foram colocadas várias estações meteorológicas ao longo da colina, sendo medida a velocidade e a direção do vento 10 m a.n.s. O resultado obtido encontra-se expresso na figura 8. Pode-se observar que a velocidade no topo da colina aumentou em cerca de 80% em relação à velocidade média e no sopé a velocidade diminuiu até 20% [7]. Estes valores vão ao encontro do que foi referido anteriormente.

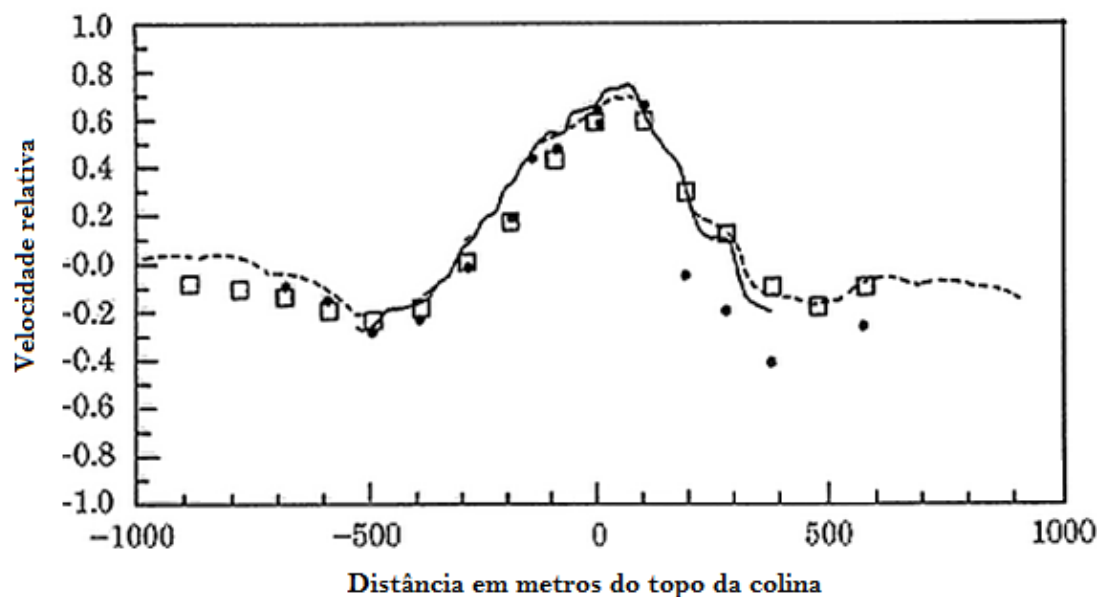


Figura 8 Variação da velocidade na colina de Askervein em relação à velocidade média [7].

A presença de obstáculos pode influenciar a velocidade do vento até três vezes a sua altura no perfil vertical e até 30 a 40 vezes no plano horizontal, podendo também provocar, em certos casos, turbulência [7]. No caso em que os parques eólicos se encontram em montanhas e colinas, este aspeto dos obstáculos não é muito abordado visto que são zonas isoladas e desabitadas.

A rugosidade do solo, representada pela vegetação, edifícios e o tipo de superfície, leva a uma diminuição da velocidade do vento, tal como se pode observar na figura 9, onde o perfil de velocidades se modifica de acordo com a rugosidade. O *European Wind Atlas* classifica a rugosidade por classes e de acordo com uma unidade de comprimento (z_0). No anexo A podem-se observar as diferentes categorias de rugosidade consideradas pelo Atlas Europeu do Vento [7].

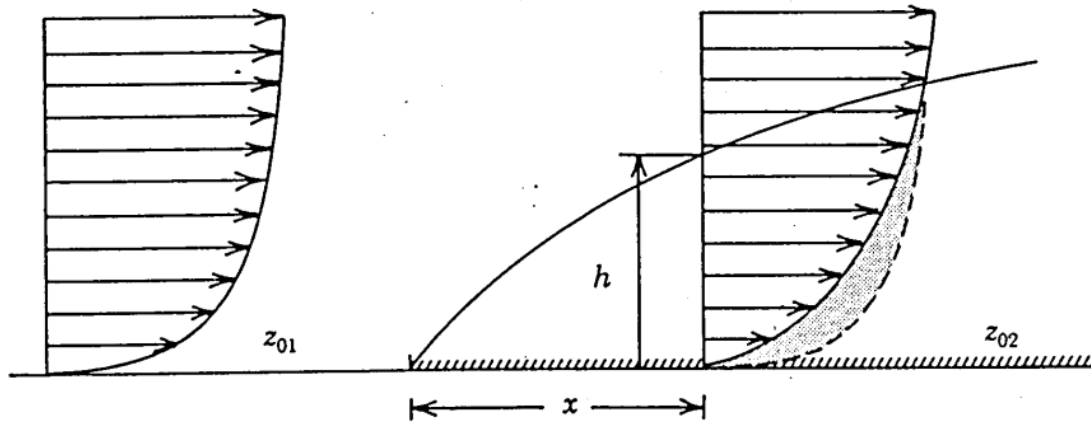


Figura 9 Mudança do perfil de velocidades com a rugosidade [8]

Obter o perfil de velocidades do vento em determinado ponto é de grande utilidade para a caracterização do recurso eólico. Além de permitir obter de forma rápida um intervalo de alturas a partir do qual devem estar situados os rotores dos futuros aerogeradores, fornece informações sobre o tipo de terreno em que se encontra. Por exemplo, em terrenos planos e com bastante rugosidade o perfil de velocidades tem uma forma mais aproximada com o perfil direito da figura 9, onde a elevada rugosidade afeta negativamente a velocidade do vento no perfil vertical. Pelo contrário, terrenos com pouca rugosidade têm uma forma mais aproximada ao perfil esquerdo da figura 9.

Para representar o perfil de velocidades vertical em situações de terreno plano e homogêneo (pequena variação da velocidade e direção) é utilizada a lei logarítmica, equação (1.1).

$$u = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (1.1)$$

Sendo, u a velocidade média do vento à altura z , z_0 é o parâmetro relativo à rugosidade superficial (ver Anexo A), K é a constante universal de Von Kármán e u^* é a velocidade de atrito.

Este método é, no entanto, de difícil aplicação dada a dificuldade em caracterizar o terreno nos parâmetros de z_0 , u^* e ainda obter a constante K . Outra forma de caracterizar o perfil de velocidades, mais simples embora menos precisa, é através da lei da potência (1.2) e da medição de velocidade do vento a duas alturas do solo diferentes.

$$\frac{u}{u_1} = \left(\frac{z}{z_1} \right)^\alpha \quad (1.2)$$

Sendo, u e u_1 as velocidades à altura de z e z_1 , respetivamente, e α é o expoente da lei da potência, ou *shear factor*.

Através destas equações é possível extrapolar a velocidade do vento para qualquer altura, podendo ser complementares uma da outra, uma vez que a equação (1.2) pode, até certo ponto, validar o perfil obtido em (1.1), que envolve à caracterização do solo (z_0 e u^*).

2.3. Caracterização do Recurso Eólico

A energia disponível no vento varia com o cubo da velocidade [3.1], tornando-se importante caracterizá-lo o mais aproximadamente possível, de modo a que se faça uma correta previsão da energia a produzir e da viabilidade económica do projeto.

Nos primórdios da utilização de aerogeradores com vista ao aproveitamento da energia eólica, a avaliação do local de instalação destas máquinas e a previsão da sua produção era feita de forma deficiente, sobretudo devido às medições de vento utilizadas na altura (realizadas em estações meteorológicas, sendo depois extrapoladas para regiões ventosas, como as montanhas) que não eram, contudo, apropriadas para o estudo do recurso eólico com vista ao aproveitamento de energia.

Foi nesse seguimento que surgiu o Atlas Europeu do Vento, que utilizaria os dados de medições do vento de estações meteorológicas de todos os países europeus e os apresentaria de uma maneira coerente e consistente, sugerindo também uma metodologia para a sua utilização no estudo do vento como recurso energético [7].

A uma escala local, a avaliação do recurso eólico em determinada região é feita através de uma ou mais estações de medição (consoante o local e a dimensão do parque a construir), registando-se a velocidade, direção, temperatura e pressão. Assim, é possível fazer uma previsão mais aproximada que a sugerida pelo Atlas Europeu do Vento. Apesar de ser um processo bastante moroso e dispendioso, é absolutamente necessário para a avaliação do projeto, dada a elevada variabilidade do vento.

2.3.1. Variabilidade do vento

O vento é um fenómeno de difícil previsão, no sentido em que sabemos que vai variar, mas não em que direção e com que velocidade. Os gráficos que se mostram de

seguida resultam de medições realizadas numa serra do norte de Portugal, no mês de agosto de 2001, registando-se as médias de velocidade a cada 10 minutos.

Na figura 10 pode-se observar que num período de 12 horas, a velocidade do vento subiu, intermitentemente, dos 6 m/s para os 12 m/s e depois desceu abaixo dos 3 m/s, subindo de novo para cerca de 5 m/s.

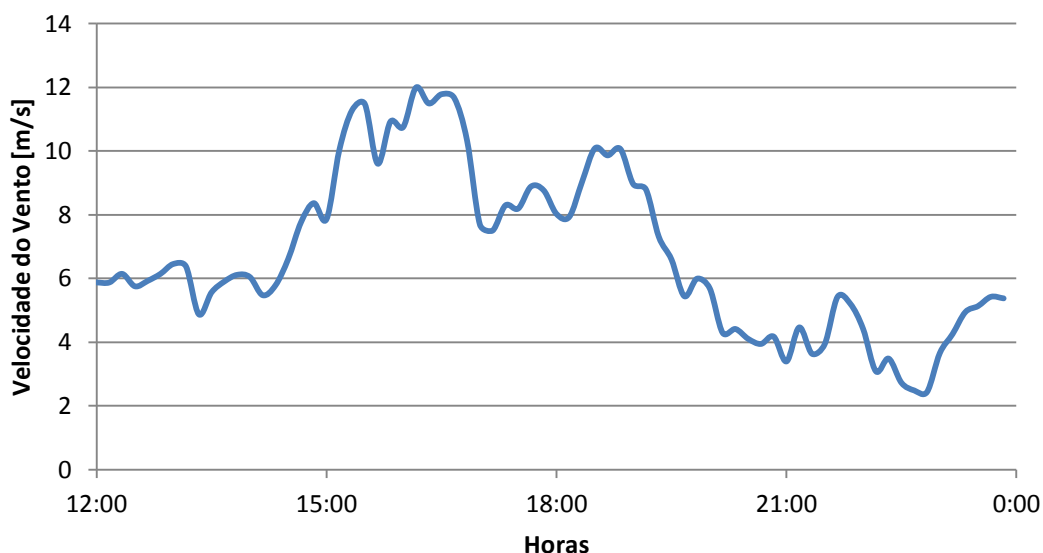


Figura 10 Variação da velocidade do vento num período de 12 horas.

Na figura 11 pode-se verificar que, à semelhança da velocidade, a direção do vento também varia bastante. Muitas vezes esta direção depende bastante da orografia do local, sendo mais previsível.

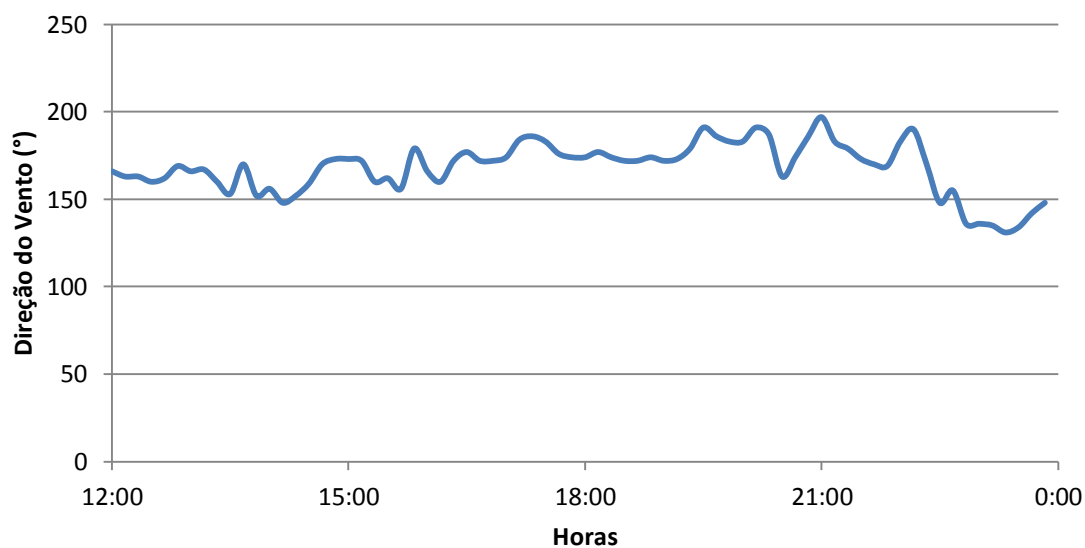


Figura 11 Variação da direção do vento durante 12 horas.

Esta subsecção tem o intuito de mostrar que a variação da velocidade e direção do vento pode ocorrer num curto intervalo de tempo, não se podendo prever de forma 100% precisa como irá variar. Contudo, é possível prever a longo prazo (com maior ou menor precisão) qual será a sua média mensal e anual, devido a um padrão sazonal, sendo possível deste modo avaliar determinado local quanto à sua disponibilidade de energia.

A medição do recurso eólico é, portanto, um aspeto fundamental num projeto de um parque eólico. Em relação ao período de tempo que estas demoram, pode variar. A duração mínima é de 1 ano, podendo prolongar-se até os dados serem representativos da zona.

Geralmente, a medição é feita recorrendo a anemómetros de copos e cata-ventos, sendo a informação armazenada nos *data-loggers*. Tipicamente, a velocidade e direção do vento são medidas a cada 1 ou 2 segundos, sendo depois efetuada uma média a cada 10 minutos. Juntamente com essa média é armazenado o desvio padrão e a velocidade máxima e mínima registada, sendo esses os valores analisados posteriormente.

2.3.2. Representação do regime de ventos

Após a fase de medição das características do vento é essencial dispor esta informação de modo a fazer uma consulta rápida e que permita chegar intuitivamente a algumas conclusões quanto ao recurso eólico. Já se abordou o perfil de velocidades do vento; no entanto, há outras informações a retirar e que podem ser dispostas segundo histogramas ou atlas de ventos.

A distribuição de Weibull é uma ferramenta que pode ser usada para obter uma aproximação da distribuição da probabilidade de ocorrência da velocidade do vento. Inicialmente sob a forma de um histograma de ocorrência de velocidades (Figura 12), onde se representa a frequência da ocorrência de determinados intervalos de velocidade do vento; obtêm-se posteriormente dois parâmetros utilizados na expressão analítica representativa desse histograma, equação (1.3).

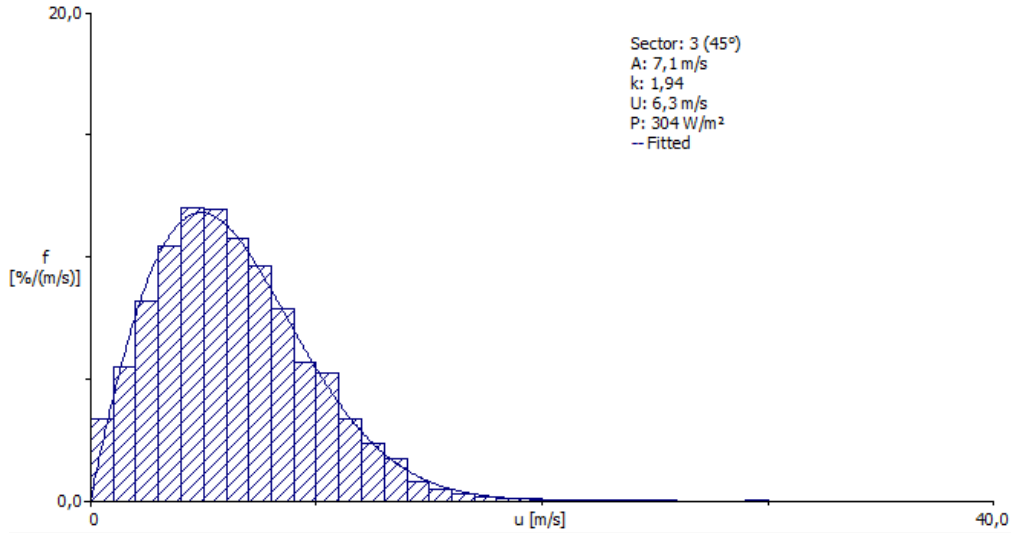


Figura 12 Exemplo de um histograma de velocidades com a respetiva curva de aproximação de Weibull.

$$f(k, A, V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{A} \right)^k} \quad (1.3)$$

A equação é dependente do fator de forma k (adimensional) que caracteriza a forma da curva do ajustamento, do fator de escala A (m/s) que fornece a escala da curva e V é a velocidade do vento (m/s).

No que respeita ao fator de forma, quanto maior for o valor deste, a curva do histograma será “mais alta e estreita”, o que implica uma baixa energia para maiores velocidades. Como tal, se duas curvas tiverem o mesmo fator de escala mas diferentes fatores de forma, aquela com K maior será a que produzirá menos energia [9].

Outra forma de representar os dados obtidos é sob a forma de rosas, que dão informação sobre a frequência de ocorrência (rosa das ocorrências), velocidade do vento (rosa das velocidades) ou energia (rosa de energia) contida no vento para cada direção. Na figura 13 podem observar-se os valores médios anuais obtidos por uma estação meteorológica localizada no extremo Norte de Portugal. Esta figura é um exemplo prático de que nem sempre a direção mais frequente é a mais energética.

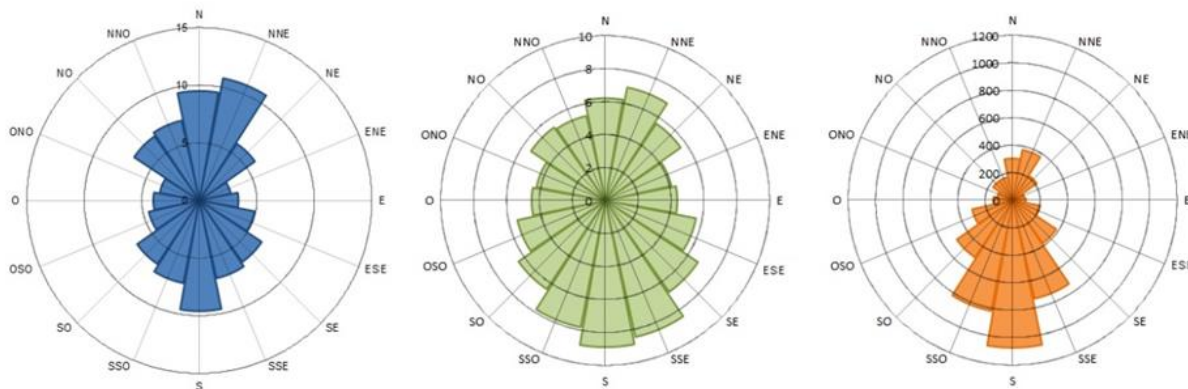


Figura 13 Exemplos de rosas das frequências (%), rosa das velocidades (m/s) e rosa das energias (W/m²).

2.4. Modelação do vento - Programa WAsP

A rentabilidade financeira de um parque eólico está parcialmente dependente da precisão das previsões de produção realizadas antes da instalação do mesmo.

Uma vez que não é economicamente viável a caracterização do recurso eólico em todos os locais em que se pretende instalar um aerogerador, é necessário recorrer a uma série de modelos físicos e matemáticos, alguns bastante complexos, que a partir de um único ponto de medição (ou mais que um, conforme a extensão e complexidade do terreno) permitem a extrapolação horizontal e vertical do regime de ventos para toda uma região. Dos modelos existentes, os de escoamento linear do vento são muito utilizados, sendo recomendados para terrenos planos, de forma a evitar o descolamento. No entanto, para melhorar os resultados obtidos caso a orografia seja demasiado complexa, são recomendados os modelos CFD (*Computational Fluid Dynamics*).

Um desses programas é o WAsP, um modelo de microescala criado pelo *RISØ National Laboratory*, Dinamarca, que através de uma metodologia própria e uma coleção de modelos de escoamento linear do vento, permite essa extrapolação horizontal e vertical do regime de ventos, tendo em conta a orografia da região, a rugosidade do solo e a presença de obstáculos, para locais onde o recurso eólico não foi alvo de medições. Partindo desse atlas regional do vento, das curvas características dos aerogeradores e da sua localização, é possível obter a produção estimada.

O WAsP é o programa que serve de apoio a esta dissertação, pois, além de ser de fácil utilização e ter um reduzido tempo de cálculo, os seus resultados aproximam-se

bastante (em muitos casos) daqueles fornecidos por modelos mais complexos e precisos, que envolvem grandes capacidades de processamento.

Partindo das medições do vento realizadas numa estação meteorológica, o programa faz um resumo estatístico das medições observadas. Os resultados são os histogramas e a rosa-dos-ventos, que permitem caracterizar o regime de ventos numa localização específica, neste caso, a estação de medição, sendo este o ponto de partida para a extrapolação vertical e horizontal.

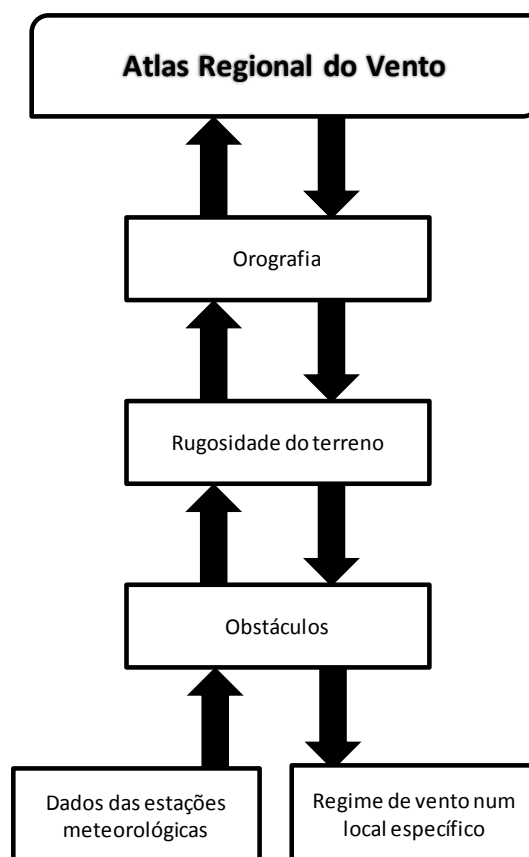


Figura 14 Metodologia do *European Wind Atlas* [7].

Através dos dados obtidos previamente, o programa cria um atlas de vento (dados da velocidade e direção do vento numa região) referente ao local das medições. Para isso, a metodologia utilizada pelo WAsP vai na mesma linha do que é descrito no livro *European Wind Atlas*. De modo resumido, essa metodologia tem em conta a orografia da região, a rugosidade do solo e os obstáculos, e cria um modelo padrão para toda a zona envolvente. Aplicando este modelo num outro ponto da região, com orografia e rugosidade diferentes, obtém-se uma previsão das características do vento nesse sítio em particular - figura 14.

A produção anual estimada de um parque é feita através da previsão do regime de ventos nos locais dos aerogeradores (resultado da metodologia) e da respetiva curva de potência. O WAsP implementa ainda o modelo PARK para contabilizar os efeitos de esteira resultante da interferência dos aerogeradores entre si, permitindo simular as perdas de produção do parque devido à proximidade das máquinas ou a direções de vento mais predominantes, tornando-se num recurso bastante importante no projeto.

Apesar dos resultados dos seus modelos serem bastante aproximados de alguns mais complexos, a sua simplicidade acaba por influenciar diretamente a incerteza da previsão da produção, uma vez que programar modelos muito detalhados tem o seu custo, quer monetário, quer de tempo de computação.

Sistemas de Conversão de Energia Eólica

Capítulo 3

A obtenção de eletricidade de base eólica a partir do vento é feita através de aerogeradores, máquinas que convertem a energia cinética do vento em energia elétrica. Os últimos anos têm assinalado uma evolução bastante acentuada no que diz respeito às dimensões dos aerogeradores. Quanto maior for a área varrida pelas pás, maior será o aproveitamento energético, logo, desde cedo se procurou aumentar o diâmetro do rotor. Em 1985, este diâmetro era de cerca de 15 m, correspondendo a 0,5 MW. Hoje em dia é possível instalar, em alguns locais, turbinas com 127 m de diâmetro de rotor e 7 MW de potência nominal.

3.1. Conceitos teóricos

A potência contida no vento e que poderia ser aproveitada por um aerogerador é dada pela equação (1.4), obtida a partir da derivada da equação da energia cinética e sabendo que $\dot{m} = \rho AV$.

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (1.4)$$

Como se poderá verificar, a potência é proporcional à massa volúmica (que por sua vez é bastante baixa, sendo cerca de 800 vezes inferior à da água que alimenta as centrais hídricas [2]), à área de passagem e à terceira potência da velocidade. É à velocidade que se deve grande parte da variação da potência de saída. A título de exemplo, duplicar a velocidade do vento aumenta em oito vezes a potência nele disponível. Por este motivo a

velocidade do vento é uma componente bastante importante na avaliação do potencial eólico de uma zona, sendo de extrema importância a sua correta medição.

No entanto, a potência disponível no vento não pode ser totalmente convertida em potência mecânica, porque isso implicaria que a jusante do rotor da turbina não houvesse vento. Introduce-se aqui o coeficiente de potência (C_p), que fornece a relação entre a potência aproveitada e a potência contida no vento – equação (1.5).

$$C_p = \frac{P_{Utilizada}}{P_{Disponível}} \quad (1.5)$$

Existem vários limites teóricos a este coeficiente de potência. Entre os mais conhecidos encontra-se o limite de Betz, originário da Mecânica dos Fluidos, segundo o qual o C_p máximo é de 59,3%. Atualmente, ainda não foi ultrapassado esse limite teórico, situando-se o C_p máximo dos aerogeradores comerciais mais sofisticados na casa dos 50%. Como tal, pode-se afirmar que hoje em dia a eficiência de um aerogerador atinge cerca de 84%, tendo em conta o limite teórico, naturalmente.

Na figura 15 podem-se observar duas curvas que caracterizam um aerogerador. A curva da potência dá a variação da potência com a velocidade e o seu conhecimento é muito importante, visto que é fulcral para a previsão da produção.

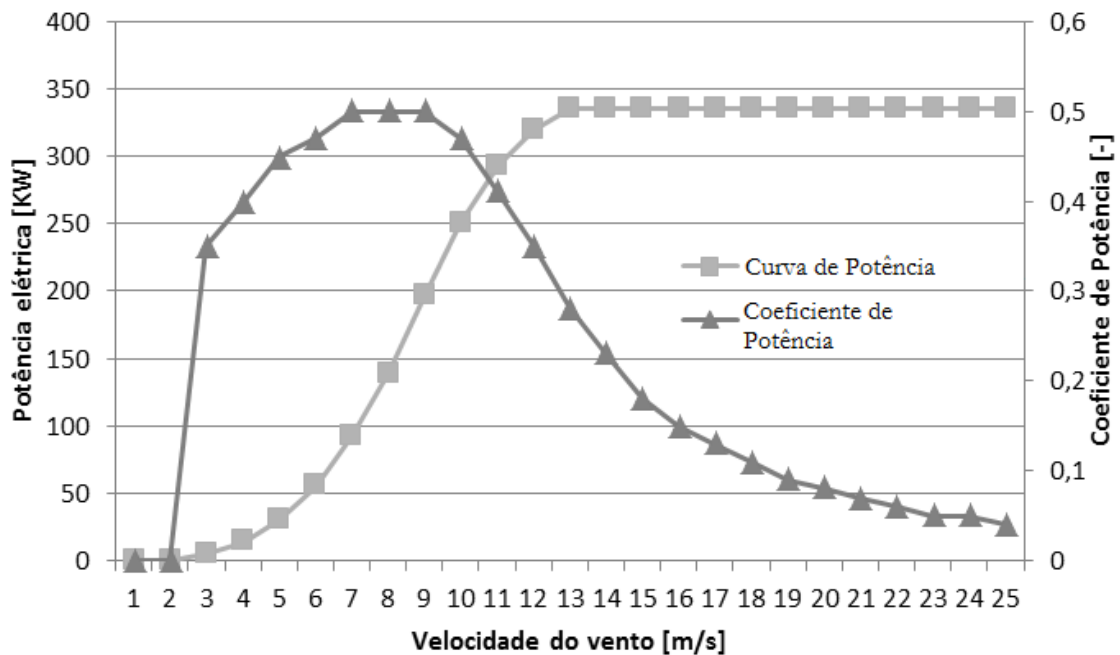


Figura 15 Curvas características de um aerogerador.

Para o funcionamento do aerogerador é necessário que o vento tenha uma velocidade mínima, *cut-in*, e quanto maior a velocidade, maior será a potência de funcionamento. A partir de determinada velocidade (*rated speed*), ocorre uma limitação intencional na potência de funcionamento. Este controlo, que é realizado tendo em conta o escoamento do ar sobre as pás, tem o objetivo de diminuir as tensões mecânicas sobre as pás e o rotor, garantindo o bom funcionamento da máquina.

Na curva do coeficiente de potência constata-se que, uma vez atingido o C_p máximo, esse valor começa a decrescer. Esta descida deve-se à limitação da potência imposta, implicando que não seja aproveitada toda a energia disponível do vento. Nas situações em que a velocidade do vento é superior à velocidade máxima suportada pelo aerogerador, *cut-out*, a máquina deixa de produzir, pois seria necessário uma máquina bastante robusta, implicando custos acrescidos. Como a quantidade de vezes num ano em que esta situação ocorre é bastante baixa, é mais vantajoso economicamente impor-se esta limitação.

Um parâmetro muito utilizado para a avaliação da produtividade anual de um aerogerador ou de um parque eólico é o fator de carga.

O fator de carga, equação (1.6), é a percentagem de tempo anual que um parque eólico teria que funcionar à sua potência nominal de modo a produzir a mesma quantidade de energia desse ano. Através desta equação é possível comparar parques eólicos com potências diferentes, e classificá-los em termos de aproveitamento de energia.

$$FC = \frac{E_{Anual}}{P_{Parque} \times 8760} \quad (1.6)$$

Outra forma de representar esta produtividade anual é através das horas de funcionamento a plena carga (hpc), que se trata do fator de carga em horas.

Atualmente, o fator de carga médio de um parque eólico português ronda 26,4% [10]. Ou seja, o parque teria que trabalhar 2313 horas à sua potência nominal para produzir a mesma energia obtida ao longo de todo o ano.

3.2. Mecanismos de Controlo de Potência

Do ponto de vista económico não é rentável construir máquinas muito resistentes a altas velocidades do vento, de forma a aproveitar essa enorme quantidade de energia, uma

vez que tais situações ocorrem em escassas horas por ano e o objetivo final é a produção de energia o mais barata possível. Apesar dos aerogeradores estarem projetados para aguentarem ventos extremos e tempestades, só o podem fazer se o rotor estiver parado. Isto é, para elevadas velocidades de rotação ou binário, as forças que se fazem sentir nas pás são suficientes para, literalmente, partir a máquina.

Além disso, e como se irá verificar na secção 3.4, o sobreequipamento de um parque eólico envolve a necessidade de limitar a potência de um ou vários aerogeradores em certas situações, mesmo quando a sua potência máxima não tenha sido atingida.

O objetivo no controlo da potência é obter uma curva de funcionamento do aerogerador idêntica à da figura 15, onde para elevadas velocidades de vento a potência está limitada.

3.2.1. Geradores elétricos

A natureza de operação de um aerogerador, a respeito da sua velocidade de rotação, depende muito do tipo de gerador elétrico - conversor de energia mecânica em energia elétrica.

Um aerogerador com uma velocidade de rotação fixa é geralmente utilizado quando se pretende obter energia com uma frequência fixa, imposta pela rede que recebe a energia produzida. Esta configuração é típica dos geradores assíncronos, que têm como qualidades a sua robustez, o baixo custo e a reduzida manutenção [9].

Um gerador assíncrono típico, com 2 ou 4 polos, precisaria que a velocidade de rotação do rotor fosse de 3000 rpm ou 1500 rpm. Esta velocidade é impossível de se obter, pelo que a solução passa por utilizar uma caixa multiplicadora. No entanto, isto acarreta custos adicionais e perdas mecânicas.

Por outro lado, um gerador síncrono permite uma velocidade de rotação variável, conseguindo-se um melhor desempenho, principalmente para velocidades de rotação mais baixas, figura 16. Ainda no campo das vantagens, pelo facto de permitir qualquer velocidade de rotação (dentro de uma determinada gama), reduz as cargas sobre as pás, prolongando o seu tempo de vida, e as flutuações de potência são menos acentuadas. Também não é necessário instalar uma caixa multiplicadora entre o veio do rotor e o gerador síncrono, não estando sujeita a avarias nem manutenção da mesma.

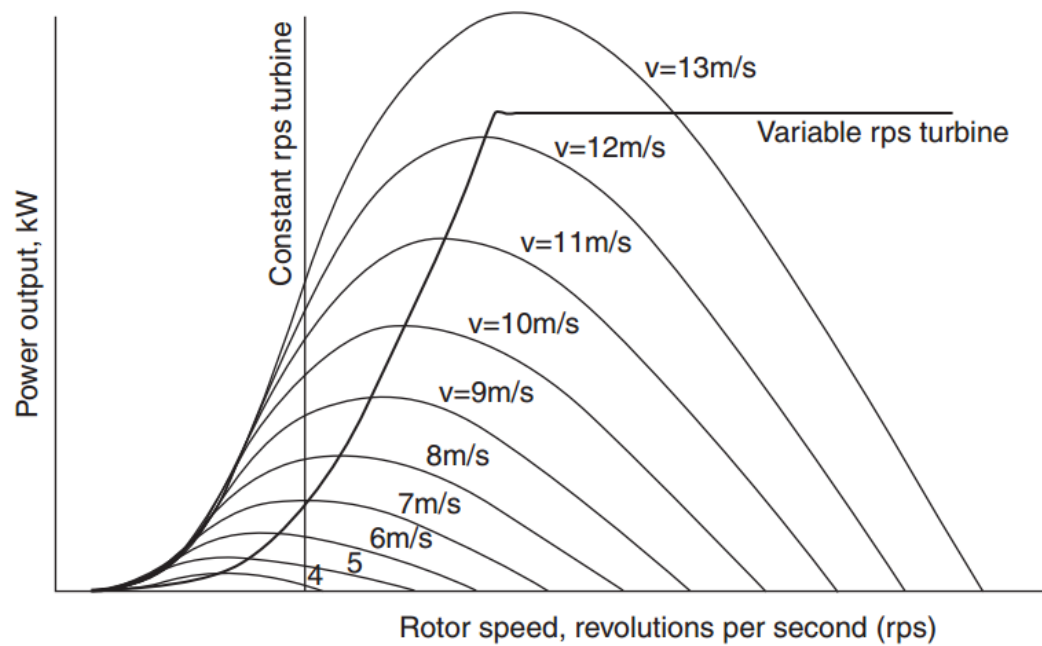


Figura 16 Diferença entre velocidade de rotação constante e variável [9].

No entanto, os geradores síncronos produzem energia a frequências diferentes, tornando-se necessário instalar equipamento eletrônico para converter a energia em corrente contínua e depois novamente em corrente alternada à frequência da rede (embora a energia tenha melhor qualidade ao entrar na rede elétrica que os geradores assíncronos). Além do mais, os geradores síncronos são mais suscetíveis a avarias e têm um custo mais elevado [9].

3.2.2. Controlo da potência

Há duas formas distintas de controlar a potência elétrica produzida, e ambas envolvem a alteração do escoamento do ar sobre as pás da máquina.

A pá de um aerogerador tem um perfil alar, à semelhança da asa de um avião, e quando sujeita a uma velocidade relativa \vec{W} (composição da velocidade do vento com a velocidade periférica da secção da pá) provoca um conjunto de forças de sustentação e arrasto que são responsáveis pelo seu movimento.

O ângulo de ataque α define-se como o ângulo entre \vec{W} e a linha de corda do perfil alar. Essencialmente, para α entre -15° e $+15^\circ$ a sustentação desenvolve-se linearmente, entre 15° e 30° há perda de sustentação devido ao efeito crescente do descolamento do ar,

e para α entre 30° e 90° há travagem aerodinâmica [11]. Existe um ângulo de ataque ótimo para cada velocidade do vento que permite uma elevada sustentação e mínimo arrastamento. Para poder variar o ângulo de ataque controla-se o ângulo de passo, ou *Pitch*, que é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda.

Caso o mecanismo de controlo de potência seja passivo, por descolamento aerodinâmico, é a própria geometria das pás que permite que haja uma boa sustentação para as velocidades desejadas e um maior arrasto e formação de turbulência para velocidades mais elevadas. Uma vez atingida a velocidade crítica, velocidade de *cut-out*, prejudicial ao bom funcionamento da máquina, o aerogerador tem que ser travado por meio de um freio.

A geometria deste tipo de pás é bastante complicada de se conseguir, pois envolve uma torção da pá, mantendo sempre um determinado ângulo de *Pitch*, mas variando ao longo do seu eixo longitudinal, de modo a que o descolamento seja gradual.

Os mecanismos de controlo ativo, *Pitch-control*, são os mais utilizados hoje em dia, sendo o seu funcionamento dependente de um sistema eletrónico. Um algoritmo de controlo monitoriza continuamente a velocidade do vento e a energia produzida e vai ajustando o *pitch* das pás (essencialmente, roda as pás no seu eixo longitudinal). Quando as velocidades do vento são acima da velocidade nominal, o ângulo de *pitch* é alterado de modo a induzir a perda aerodinâmica. A rotação das pás é feita individualmente, através de um sistema hidráulico ou elétrico.

Em termos de funcionamento, pode-se verificar pela figura 17 que as curvas características dos dois tipos de controlo diferem principalmente para altas velocidades. Enquanto um controlo ativo permite uma potência de saída mais constante, um controlo passivo vai perdendo a potência para as altas velocidades.

Como vantagens na utilização do controlo passivo em relação ao ativo podem assinalar-se o menor investimento de capital, assim como uma menor manutenção relacionada com as partes móveis. Como desvantagem, as turbinas com controlo passivo precisam de um motor auxiliar para colocar as pás em funcionamento a baixas velocidades do vento visto que não há binário suficiente, têm menor eficiência de conversão, maiores cargas na estrutura, picos de potência devido à não ocorrência do stall quando esperado, entre outros.

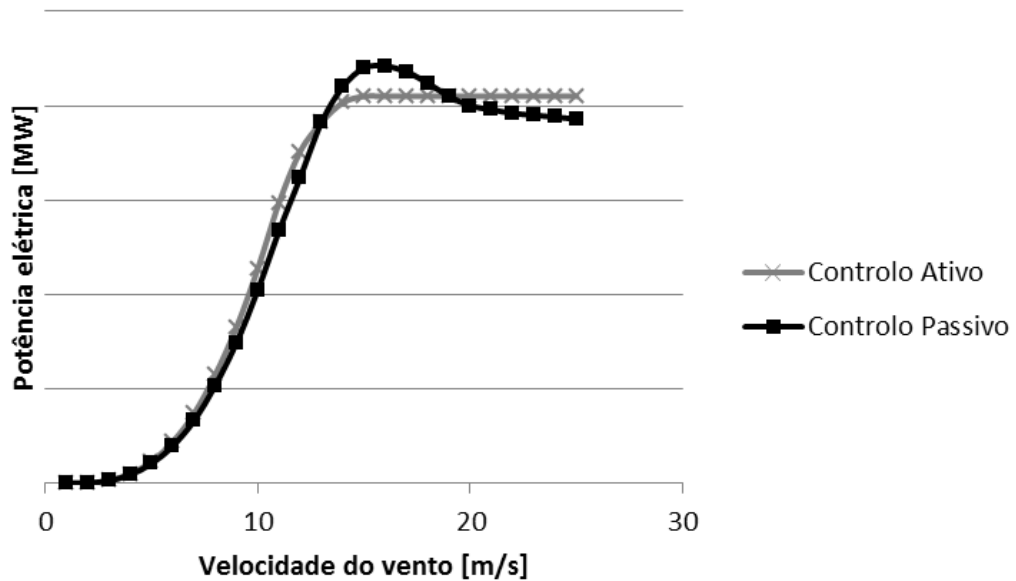


Figura 17 Diferença das curvas de potência dos diferentes tipos de controle.

Há ainda um outro método para o controle da potência, descolamento ativo, que é uma mistura entre o controle ativo e passivo. A pá tem uma torção ao longo do seu eixo longitudinal mas também tem um controle para a rotação.

A vantagem consiste numa curva de potência mais aproximada do controle ativo, ou seja, mais refinada que a do controle passivo, com uma menor variação do ângulo do *pitch*. Permite ainda que o arranque seja feito totalmente pela ação do vento sobre as pás, ao contrário do controle passivo.

A principal desvantagem reside na dificuldade em prever qual será o comportamento da pá quando se encontra em perda aerodinâmica e como deverá atuar o sistema ativo face a essa situação. Por isso, a sua escolha reside na disponibilidade do comprador querer pagar mais pelo sistema de *pitch-control* ou não.

3.3. Etapas de um projeto eólico

A construção de um parque eólico pode-se dividir em três grandes fases, figura 18.

A fase do desenvolvimento inicia-se na prospeção. É esta análise preliminar baseada na orografia do terreno, nas medições de estações próximas ou mesmo de medições antigas, das condições de acesso e de transmissão de energia, disponibilidade dos terrenos, etc., que indica o potencial eólico da área. É uma etapa essencial, sendo uma primeira aproximação ao projeto [9].

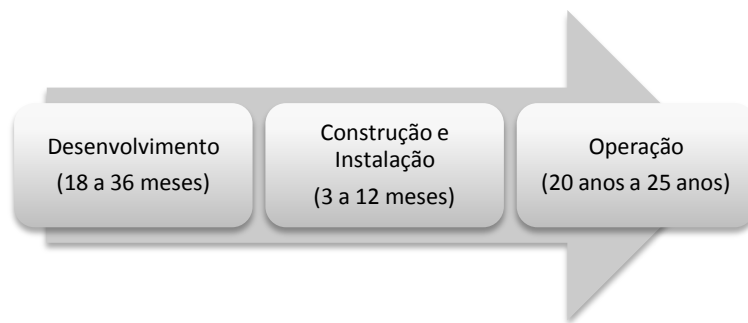


Figura 18 Etapas principais de um projeto e as respetivas durações típicas [9].

Se o local for promissor, inicia-se uma campanha de medição do recurso eólico com um mínimo de 1 ano, sendo a duração dependente dos resultados que forem obtidos e da representatividade dos mesmos. Só a análise estatística das medições permitirá inferir se o local tem bom potencial eólico.

É nesta primeira fase que se incluem também a negociação de terrenos, contactos com as autoridades locais, estudos de impacto ambiental, pré-escolha dos aerogeradores, interferências com torres de telecomunicações, proximidade das urbanizações (questões como o ruído são importantes), contratos de venda da energia e, muito importante, arranjar financiamento.

O financiamento deste tipo de projetos pode envolver diversas entidades financeiras, dada a dimensão do capital necessário. Atualmente, o custo de construção de um parque pode ir dos 1200 €/kW aos 1500 €/kW, distribuídos pelas diversas fases.

A segunda grande fase do projeto é a construção de toda a infraestrutura, fundações e acessos, e de instalação dos aerogeradores.

Esta fase depende muito das condições climáticas, tanto para a construção das fundações das torres (podem atingir os 15 metros de diâmetro [9]), como para a instalação das torres, que tem que ser realizada em períodos de ventos fracos. Dado o elevado investimento que é feito só nos aerogeradores, a utilização destes depende muito das garantias dadas pelos fabricantes.

Uma vez pronto para entrar em funcionamento, fase de operação, os objetivos para os próximos 20 ou 25 anos passam pela procura de maximizar a energia a produzir (aumentar ao máximo a disponibilidade do parque), fazer as operações de manutenção e reparação no mais curto espaço de tempo.

3.4. Parques eólicos sobreequipados

O sobreequipamento de parques eólicos é uma prática que tem acompanhado os promotores dos mesmos há já alguns anos. Com isto podem aumentar o retorno do investimento, aumentando a potência do mesmo e, consequentemente, a energia produzida. Contudo, isto não impede a necessidade de estudos de ordem económica para determinar até que ponto é rentável o sobreequipamento.

3.4.1. Definição de sobreequipamento

Apesar de no subcapítulo seguinte se abordar mais detalhadamente a legislação que diz respeito ao sobreequipamento de parques eólicos, segundo o decreto-lei n.º 51/2010, sobreequipamento é definido pelo artigo 3.º:

“Artigo 3.º

[...]

2 — Designa -se por sobreequipamento a instalação de novos aerogeradores destinados a obter um aumento da potência instalada em central eólica até ao limite máximo estabelecido no número anterior”

Pode-se então reter daqui que sobreequipar um parque eólico se trata de aumentar a capacidade produtora do mesmo através da instalação de novos aerogeradores. Com isto, os promotores dos parques esperam aumentar a energia produzida anualmente e, naturalmente, tirar benefícios económicos. Em contrapartida, a potência injetada na rede não pode ultrapassar a que foi licenciada aquando a construção do parque.

Existem diferentes potências associadas ao projeto de um parque eólico. A potência instalada, que se trata da potência total do parque, a potência licenciada, que corresponde à potência máxima, autorizada pelo regulador da eletricidade, que é possível ser injetada na rede, e a potência nominal que se trata da potência máxima de funcionamento do parque durante um determinado período de tempo.

A vantagem de aumentar a potência instalada passa então pelo melhor aproveitamento do ponto de ligação e da capacidade de interligação durante os longos períodos de tempo em que o parque funciona abaixo da sua capacidade máxima, quando a velocidade do vento está abaixo da *rated speed* das máquinas.

A figura 19 representa graficamente a potência média para um parque eólico genérico. Pode-se verificar que, para cerca de 2300 horas anuais equivalentes, a potência média anual de funcionamento do parque sobreequipado é claramente superior, traduzindo-se numa maior produção ao longo do ano. No entanto, essa potência encontra-se acima do licenciado, pelo que, durante algumas horas do ano (depende da dimensão do sobreequipamento e do regime de ventos), o sobreequipamento não poderá ser aproveitado.

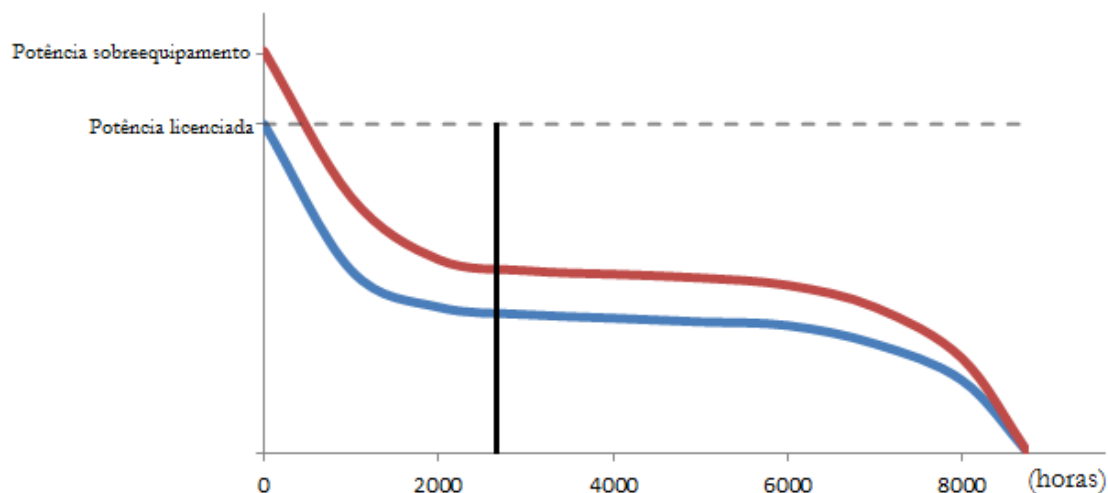


Figura 19 Potência média aproveitada anualmente para um parque com e sem sobreequipamento [11].

O facto de sobreequipar um parque torna-se bastante vantajoso para diversas entidades, nomeadamente, a empresa promotora do parque, o ambiente e o país.

Para a empresa exploradora do parque, que com mais um investimento pode aumentar a sua produção e obter uma maior rentabilidade. Comparando com o enorme investimento associado à projecção e construção de um parque eólico totalmente novo, além do tempo que este projeto novo demoraria a ficar concluído, o sobreequipamento de parques já em funcionamento acarreta apenas um pequeno investimento, visto que a subestação e os acessos já estão construídos, além das outras despesas associadas à medição do recurso e às licenças. Além do mais, se o sobreequipamento for aplicado a parques já existentes há pelo menos um ano, é possível fazer uma boa estimativa da energia adicional que será produzida.

Para o país, que se torna menos dependente da energia proveniente do exterior, nomeadamente dos combustíveis fósseis. Também contribui direta e indiretamente para a criação de emprego e pode ser uma fonte de rendimento extra para os proprietários dos terrenos e para as câmaras municipais.

Para o ambiente, pois ao sobreequipar os parques já existentes, pode-se impedir a criação de novos parques eólicos e centrais térmicas [13], tirando um melhor aproveitamento dos terrenos que já estavam a ser utilizados.

O sobreequipamento, tal como já foi referido, passa pelo aumento da capacidade produtiva aumentando o número de aerogeradores do parque eólico. No entanto, quando já estiver a expirar o tempo de vida útil dos primeiros aerogeradores, o sobreequipamento poderá passar também por aproveitar a necessária remodelação de parques eólicos antigos para aumentar a sua capacidade de produção. Esta operação é denominada de *Repowering* e tem sido praticada por diversos países europeus, entre os quais Portugal.

Um exemplo disso é o parque eólico de Lagoa Funda, que se tornou no primeiro parque eólico português sobreequipado após a publicação do decreto-lei n.º. 51/2010, em que aumentar a potência não se deveu a um aumento do número de aerogeradores, mas sim à substituição das turbinas já existentes (passando dos 18 aerogeradores iniciais para apenas 6 máquinas, de 10 MW para 12 MW) e duplicando a sua produção, uma vez que a tecnologia destes já se encontrava “tecnologicamente ultrapassada” [13].

3.4.2. Legislação

A legislação atualmente em vigor para o sobreequipamento de parques eólicos é definida pelo decreto-lei n.º. 51/2010 de 20 de Maio, que veio substituir o decreto-lei n.º. 225/2007 de 31 de Maio, na procura de uma “simplificação dos procedimentos” e promovendo a melhoria da qualidade e segurança de serviço da rede. Este decreto-lei abrange as regras para o sobreequipamento, cavas de tensão e a tabela de remunerações.

Em Portugal, um parque eólico pode ser alvo de um sobreequipamento até uma potência de 20% da potência licenciada, não podendo a potência injetada na rede ser superior àquela licenciada.

A operação de sobreequipar nem sempre precisa de ser autorizada, desde que cumpra os requisitos legais e que a DGEG seja informada. São dois os requisitos legais: o parque eólico, depois de sobreequipado, não se pode encontrar a menos de 2 km de outro parque, quer para as áreas sensíveis (áreas protegidas, sítios da Rede Natura 2000, zonas especiais de conservação e zonas de proteção especial e áreas de proteção dos monumentos nacionais e dos imóveis de interesse público), quer para as não-sensíveis, e a instalação das

novas turbinas eólicas não pode ultrapassar as 10 e 20 máquinas, respetivamente. Caso estes critérios não sejam cumpridos, é necessário um estudo do impacto ambiental.

A informação prévia à DGEG deve ser acompanhada de alguma documentação, tal como o projeto de sobreequipamento, planta de localização numa escala adequada, confirmação do fabricante da conformidade dos aerogeradores e autorização dos proprietários dos locais de instalação do sobreequipamento.

Quanto à remuneração obtida, apenas se o regime remuneratório de determinado parque for o previsto pelo Decreto-Lei n.º 33 -A/2005, há um desconto de 0,12% por cada aumento de 1% da capacidade instalada. A tarifa subsidiada é abordada em pormenor na secção 5.1.

3.5. Perdas Técnicas

A previsão da produção de um parque eólico não deve estar separada da existência de perdas de produção resultantes da sua operação. Tais perdas podem ser provocadas pela esteira dos aerogeradores, indisponibilidade das máquinas, ineficiência do equipamento elétrico, desempenho das turbinas, etc.. Dentro destas possíveis razões de perda encontram-se diversas categorias que podem ser consultadas no Anexo B.

De um modo geral podem-se assumir alguns valores de referência, outros podem ser estimados a partir de simulações numéricas e outros são contratualmente definidos.

As perdas de esteira, provocadas pela proximidade dos aerogeradores, dependem das distâncias a que estes se encontram uns dos outros e da direção do vento. No entanto, a modelação da esteira e a quantificação das perdas a ela associadas é um assunto complexo. O WAsP vem equipado com um modelo que quantifica aproximadamente as perdas provocadas pela esteira, sendo recomendado que os aerogeradores se encontrem a uma distância de pelo menos quatro diâmetros de rotor para uma boa previsão da influência da esteira.

A indisponibilidade do parque ou de alguma máquina pode ser limitada a um determinado valor, dependendo daquilo que for contratualizado com a empresa a quem se contrata a operação e manutenção. Caso essa indisponibilidade seja ultrapassada, o promotor do parque pode ser ressarcido.

É difícil de prever quais serão as perdas resultantes da operação do parque, tendo-se que assumir determinados valores. Ao todo, sem considerar os efeitos da esteira, admite-se que tais perdas atingem 6,4% da produção bruta (tabela 1). No entanto podem ser minimizadas (ou aumentadas) depois de se conhecerem todos os parâmetros do projeto e todas as garantias dadas pelos fornecedores de equipamento e serviços.

Tabela 1 Perdas técnicas

Perdas Consideradas	[%]
Indisponibilidade	3,0
Perdas elétricas e consumos próprios	2,0
Sujidade, degradação das pás e gelo	0,5
Controlo	0,5
Manutenção da subestação e indisponibilidade do sistema de transmissão	0,5
Total	6,4

Como se pode verificar na Tabela 1, o total não corresponde ao somatório das perdas consideradas (6,5%) mas à multiplicação do peso de cada uma, visto que quando determinado parque está indisponível não existem as restantes perdas, por exemplo.

Por fim, existem ainda as perdas de produção por limitação da potência injetável na rede. O sobreequipamento permite sempre aumentar a produção de um parque, no entanto, parte dessa energia não poderá ser utilizada, uma vez que existe uma limitação da capacidade geradora do parque à potência licenciada.

Consoante o regime de ventos, essas perdas podem ser consideráveis, podendo em certos casos não justificar o investimento no sobreequipamento.

Metodologia para a estimativa de produção do sobreequipamento

Capítulo 4

Existem diferentes abordagens ao estudo da viabilidade de um projeto de sobreequipamento. Neste capítulo é sugerida uma metodologia, onde se têm em conta as medições do recurso eólico, a configuração do parque, a limitação de potência e os aspetos económicos.

4.1. Limitação da potência

A limitação da capacidade geradora de um parque é conseguida com o controlo de potência de um ou mais aerogeradores. Esse controlo já foi abordado na secção [3.2].

O aproveitamento energético de um parque sobreequipado, nos períodos em que a potência de injeção na rede está no limite, depende muito do mecanismo de controlo da máquina.

Quando o controlo se dá por descolamento aerodinâmico, *stall*, a limitação da potência do parque tem que ser feita, obrigatoriamente, desligando aerogeradores. Por exemplo, seis aerogeradores de 1 MW num parque cuja potência licenciada é 5 MW, até uma certa velocidade podem estar os seis a funcionar em simultâneo. Caso a velocidade do vento suba ligeiramente, é obrigatório desligar um aerogerador, passando o parque a funcionar de 5 MW para cerca de 4,2 MW, com uma subida de velocidade de apenas 1 m/s. Este argumento apresentado é apenas uma situação hipotética, pois na realidade há muito mais variáveis que têm que ser tidas em conta, no entanto, esta é uma forma de

exemplificar as limitações deste tipo de regulação de potência no sobreequipamento de um parque.

O mesmo não acontece quando o controlo da potência é feito por variação do ângulo das pás, *pitch*, onde se consegue diminuir gradualmente a potência de um aerogerador de modo a que a produção do parque máxima se fixe sempre nos 5 MW, neste caso.

Contudo, é ainda necessário seleccionar quais serão as máquinas que farão a limitação de potência. Esse processo de escolha varia muito de parque para parque, havendo inúmeras soluções.

Pode ser feito considerando a produção de cada aerogerador, a turbulência nas máquinas ou mesmo tendo em conta a indisponibilidade de cada uma. Também podem ser limitadas as potências todas as máquinas do parque de modo a evitar que algumas tenham que ser deligadas, mantendo assim um fator de carga aproximado para cada uma. Na figura 20 pode-se observar como ficaria a curva de potência dos aerogeradores, caso fossem todos limitados por igual.

Também podem ser criados controlos de potência mais evoluídos, como para o caso de parques bastante grandes e em terrenos bastante complexos, onde a velocidade do vento pode variar bastante com a localização, permitindo limitar a diferentes potências cada um dos aerogeradores.

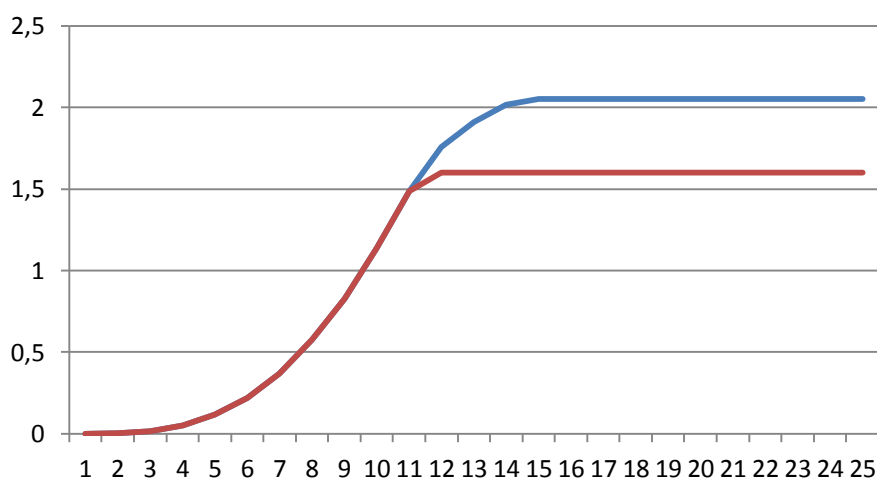


Figura 20 Curva de potência de um aerogerador em funcionamento normal e limitado.

4.2. Descrição da metodologia

A metodologia proposta encontra-se representada no fluxograma da figura 21. De modo a complementar a figura, é feita uma análise pormenorizada de toda a metodologia.

A primeira etapa desta metodologia é a avaliação do recurso eólico. A partir dos dados das medições do vento e das características da zona (orografia e rugosidade), o programa WAsP faz uma avaliação do potencial eólico do local, disponibilizando a informação sob a forma de histogramas e tabelas.

Depois de se escolher os aerogeradores que vão equipar o parque, e as respetivas posições, o WAsP faz uma previsão da energia produzida (secção [2.4]).

No entanto, não é possível inserir no WAsP uma limitação da potência do parque. Esta funcionalidade seria extremamente útil, contudo, não sendo possível, sugere-se uma outra forma de calcular a energia, recorrendo ao conceito da matriz de potências do parque e da matriz de ocorrências.

A matriz de potências de um parque é uma matriz de dupla entrada (intervalos de velocidade de 1 m/s; 16 setores de direção, sendo o setor 1 o Norte geográfico, o setor 2 ser NNE, etc.), dada pelo WAsP, e já tendo em conta as perdas de produção por esteira, onde para cada par velocidade/direção do vento há uma determinada potência. É nesta matriz que, manualmente, se pode inserir o limite de potência. Naturalmente que esta limitação só é aplicada quando há sobreequipamento.

A matriz de ocorrência é semelhante à de potências, mas com as ocorrências anuais, em horas, dos pares velocidade/direção do vento.

Multiplicando a matriz de ocorrências com a matriz de potências, e somando os seus elementos, obtém-se a energia produzida pelo parque. A vantagem deste método de multiplicação de matrizes é que, de facto, se consegue incluir manualmente a limitação da potência no cálculo da produção.

A desvantagem da multiplicação de matrizes é que há um erro muito maior na previsão da produção obtido por este método em relação ao valor obtido pelo WAsP, isto porque a tabela de ocorrências diz respeito apenas ao local da estação de medição. Enquanto o WAsP extrapola as medições do vento do ponto de medição para cada posição dos aerogeradores e multiplica pela matriz de potências, obtendo resultados mais exatos, no

método de multiplicação de matrizes a matriz de ocorrências é a do local da estação de medição.

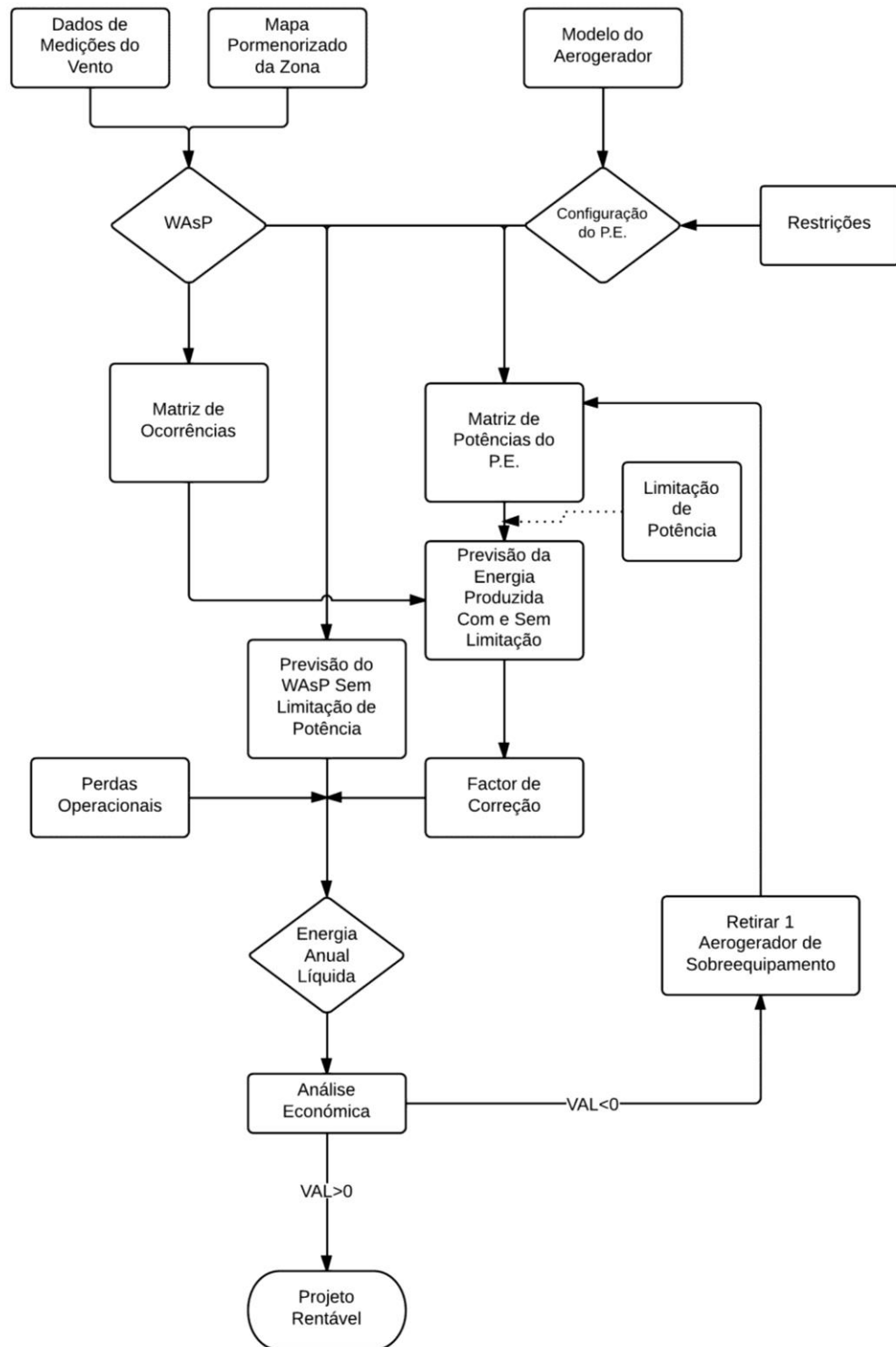


Figura 21 Fluxograma da metodologia proposta.

Por este motivo, para calcular a energia produzida, equação (1.7), serão utilizados os valores obtidos pelo WAsP com o sobreequipamento sem limitação de potência, e considerando um fator corretivo e as perdas operacionais (secção [3.5]). Esse fator corretivo é obtido apenas pelo cálculo das matrizes de potência do parque com a matriz de ocorrências – equação (1.8).

$$\text{Energia Líquida} = \text{Energia}_{\text{WAsP}} \times \text{Fator Correção} \times \text{Perdas Operacionais} \quad (1.7)$$

$$\text{Fator de Correção} = \frac{[\text{Ocorrências}] \times [\text{Potências}]_{\text{Com Limitação}}}{[\text{Ocorrências}] \times [\text{Potências}]_{\text{Sem Limitação}}} \quad (1.8)$$

Por fim, uma análise ao investimento a realizar através de um conjunto de indicadores económicos será o fator decisivo para a implementação do sobreequipamento no parque eólico. Essa avaliação é feita recorrendo à revisão teórica do capítulo 4, sobre a análise de investimento de projetos.

Análise de Investimento

Capítulo 5

Um investimento é uma aplicação de fundos com vista a um retorno futuro. É a análise de investimentos que permite verificar se o retorno compensará o valor investido, uma vez que existe sempre um risco associado. Portanto, todo um projeto de implementação de um parque eólico está dependente, em grande parte, dos resultados de uma análise ao investimento.

Este capítulo pretende servir apenas como base à análise de investimento, orientado para o projeto de um parque eólico e o seu sobreequipamento. Serão abordados alguns indicadores económicos que permitem determinar a rentabilidade do projeto, a legislação em vigor e os diferentes tipos de investimentos necessários para a construção do parque.

5.1. Tarifa Subsidiada

Com o objetivo de reduzir a dependência energética externa e as emissões poluentes, interessa ao Estado fomentar o investimento em fontes de energia de origem endógena. Como tal, torna-se indispensável uma política de remuneração que vá ao encontro dos interesses dos investidores e do próprio país.

Neste sentido, o estado tabelou um conjunto de tarifas que variam consoante diversos fatores, a saber, a diminuição do impacto ambiental (em comparação com o equivalente fóssil), o tipo de fonte renovável (eólico, mini-hídrica, solar, etc.) e a melhoria da qualidade na rede de transporte e distribuição da energia devido às centrais renováveis.

O Estado paga então uma bonificação, a tarifa *feed-in*, durante um período limitado de tempo ou por kWh produzido.

É essencial, para a análise económica, saber qual será a tarifa paga pelo comprador da energia produzida e em que condições. Como tal, esses valores estão definidos pelo decreto-lei n.º 189/88 de 27 de Maio, tendo sido alterado pelo decreto-lei n.º 33-A/2005 de 16 de Fevereiro de 2005 e retificado pelo decreto-lei n.º 29/2005. Entretanto, foi revisto novamente pelo decreto-lei n.º 225/2007, sendo este o sistema remuneratório atualmente em vigor.

A fórmula de cálculo é composta, essencialmente, por três parcelas, a saber, a parcela fixa, a parcela variável e a parcela ambiental.

A parcela fixa traduz o custo unitário de investimento em novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma central renovável. Tem um valor base de 5,44 €/kWh, sendo depois corrigido de acordo com a potência média mensal da central renovável e pela sua contribuição mensal para a garantia de potência proporcionada pela rede pública.

A Parcela Variável tem em conta os custos associados à operação e manutenção, caso fossem construídos novos meios de produção não renovável. O valor pago nesta parcela é de 0,036 €/kWh.

A Parcela Ambiental compensa as emissões de dióxido de carbono evitadas pela construção de uma central renovável, em detrimento de um outro meio de produção de energia de fonte não renovável. O decreto-lei considera que uma central renovável evita a emissão de 370 g/kWh, sendo pagos 7,4 €/MWh. A esse valor é ainda multiplicado um fator adimensional próprio para cada tecnologia.

Por fim, esta fórmula de cálculo é atualizada de acordo com o IPC, de modo a que o valor pago seja atualizado pela inflação. No entanto, nesta dissertação, este valor será considerado como 1, visto que varia de ano para ano.

Por fim, caso o parque seja sobreequipado, é descontado um valor de 0,12% à tarifa por cada 1% de potência de sobreequipamento instalada.

Dada a densidade de fórmulas para o cálculo da remuneração atribuída às centrais renováveis, remete-se esta informação para o Anexo C.

A tarifa *feed-in* remunera apenas durante um determinado período de tempo. A partir do momento em que o parque eólico produz 33GWh por cada MW instalado, ou

passam 15 anos desde o início de atividade do parque, a compra de eletricidade faz-se a 52 €/MWh.

5.2. Custos de um Projeto Eólico

De um modo resumido, o projeto de um parque eólico tem a si associado os custos de investimento e os custos de operação e manutenção.

A respeito dos custos de investimento, estes podem dividir-se em Investimentos Fixos (I_F) e Investimentos Variáveis (I_V).

Os I_F não dependem da potência a instalar. Aqui inserem-se os valores dos estudos, projetos, criação dos acessos ao parque, encargos de licenciamento, construção da subestação, linha de ligação à rede elétrica, etc. Para efeitos práticos, e tendo em conta a diversa bibliografia consultada, definiu-se que os I_F são de 800 000 euros para um parque de pequenas dimensões, e 1,6 milhões de euros para parques de maiores dimensões. Não há um valor referência que é comum a todos os autores consultados, pois os custos variam de país para país e de ano para ano.

Os I_V já dependem, e muito, da potência a instalar. Além do valor de cada aerogerador a instalar (já com o transporte e montagem incluído), é preciso contabilizar a construção das suas fundações e das infraestruturas elétricas. São os investimentos variáveis que têm a maior fatia nos custos de investimento de um parque eólico, Tabela 2.

Para esta dissertação, assumiram-se que os custos de I_V são de 1400 k€/kW.

Tabela 2 Distribuição típica de custos de investimento num parque eólico de 10 MW [2].

Fase de Construção	% Total de Custo
Aerogeradores	65
Fundações e Acessos	13
Infraestrutura Elétrica	8
Ligação à Rede Elétrica	6
Estudos, Projetos e Consultadoria	8

Quanto aos custos de exploração, estes, apesar de serem fixos, variam de parque para parque. Dependem do tipo de contrato com a empresa que fará o serviço de manutenção. Geralmente já englobam os serviços de manutenção e reparação, e de garantia de disponibilidade do sistema. Alguns destes serviços já são planeados e têm em conta produtos de substituição, como é o caso do óleo da caixa multiplicadora e dos travões e os mancais dos geradores, etc.

Além destes custos, ainda se juntam outros como, rendas de aluguer dos terrenos, contribuição de 2,5% de receita para as câmaras municipais e custos de gestão e administração do parque.

Para esta dissertação, admitiu-se que os custos de operação e manutenção são de 10 €/MWh. Este valor é meramente representativo, podendo variar entre 8 €/MWh e 12 €/MWh, dependendo dos contratos efetuados.

5.3. Indicadores de Rentabilidade do Projeto

De modo a avaliar a rentabilidade de um projeto, não se podem considerar apenas os fluxos de caixa, resultantes da atividade do parque eólico (as receitas resultam da venda da energia ao sistema elétrico e as despesas são os custos de exploração, já referidos na secção anterior). É preciso ter em conta a atualização do valor do dinheiro, visto que os projetos têm um tempo de vida relativamente longo durante o qual a inflação altera o valor real do dinheiro.

Isto é, uma unidade monetária hoje e uma unidade monetária no próximo ano são dois bens financeiros completamente diferentes, não se podendo comparar e muito menos adicionar [13]. Por este motivo a atualização é importante no que diz respeito a um investimento realizado hoje com vista a um retorno a longo prazo.

O valor atual líquido (VAL), equação (1.9), permite determinar como irá variar o dinheiro com o tempo, t , admitindo uma taxa de atualização, i . A taxa de atualização depende do retorno que o investidor procura para o projeto, variando com a sua taxa de risco [14].

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+i)^t} - (I_F + I_V) \quad (1.9)$$

Depois de obtido o VAL de um projeto, caso $VAL > 0$, então o projeto rentabiliza o investimento a uma taxa i anual. Significa, essencialmente, que o projeto é viável e traz os resultados esperados. Se o $VAL < 0$, pode indicar que o projeto não rentabiliza o custo do investimento, ou, mesmo que compense o investimento, não remunera o projeto à taxa de juro (taxa de atualização) pretendida.

O VAL é o principal indicador de rentabilidade de um projeto visto que reflete a dimensão absoluta do investimento [13]. No entanto, é bastante sensível à taxa de atualização e não tem em conta a solvabilidade do projeto, isto é, o projeto pode ter sempre cash-flow negativo, excetuando no último ano, e, mesmo assim obter um VAL positivo.

A taxa interna de rentabilidade de um projeto (TIR), está intimamente ligada ao VAL. A TIR é a i , taxa de atualização, para o qual o VAL é nulo. Essencialmente, é a taxa que o projeto obtém em média num ano, sobre os capitais que se mantêm investidos no projeto [14].

A TIR de um projeto apenas contabiliza os fluxos de caixa, resultado da venda de energia e dos custos de exploração, no entanto, também existe a TIR do investidor. Como qualquer investimento de grande dimensão, este tem que ser capitalizado e terão que ser pagos impostos. A TIR de um parque pode ser muito elevado, mas, caso a TIR do investidor seja pequena, o projeto não avançará, pois o risco que corre é muito grande.

A TIR na ótica do investidor não será abordada nesta dissertação visto que têm que ser considerados aspetos como financiamentos e maturidades, alavancagem financeira, fiscalidade, tesouraria, indicadores de cobertura de dívida e solvabilidade.

Caso de Estudo: Parque A

Capítulo 6

6.1. Localização do projeto e descrição do parque

O parque eólico A localiza-se na serra de Covas, concelho de Vila Nova de Cerveira, distrito de Viana do Castelo. É constituído por cinco aerogeradores Enercon E-70 E4 de 2 MW, pretendendo-se sobreequipar com um sexto aerogerador de 2 MW do mesmo fabricante, modelo E-82. Na tabela 3 encontram-se mais algumas informações sobre o parque eólico A.

Tabela 3 Dados gerais do parque eólico em estudo – Parque A.

Região	Extremo Norte
Início de Operação	Fevereiro de 2006
N.º de aerogeradores	5
Modelo dos aerogeradores	Enercon E-70 E4 2MW
Potência Licenciada	10,25 MW

Na figura 22 é possível observar uma representação da configuração atual do parque, com a respetiva disposição dos aerogeradores, onde já se incluiu a posição do sobreequipamento (designado de “S6”). Também se pode verificar que as máquinas estão instaladas nas zonas de mais altas altitudes, sendo a altura média do parque de 590 metros a.n.m., e nos locais mais energéticos possíveis.

O local de instalação de todos os aerogeradores já tinha sido determinado aquando o início desta dissertação, pois é uma matéria que envolve, não só o potencial energético da área, mas situações como a disponibilidade dos terrenos, as interferências entre as máquinas, fenómenos de turbulência, etc.

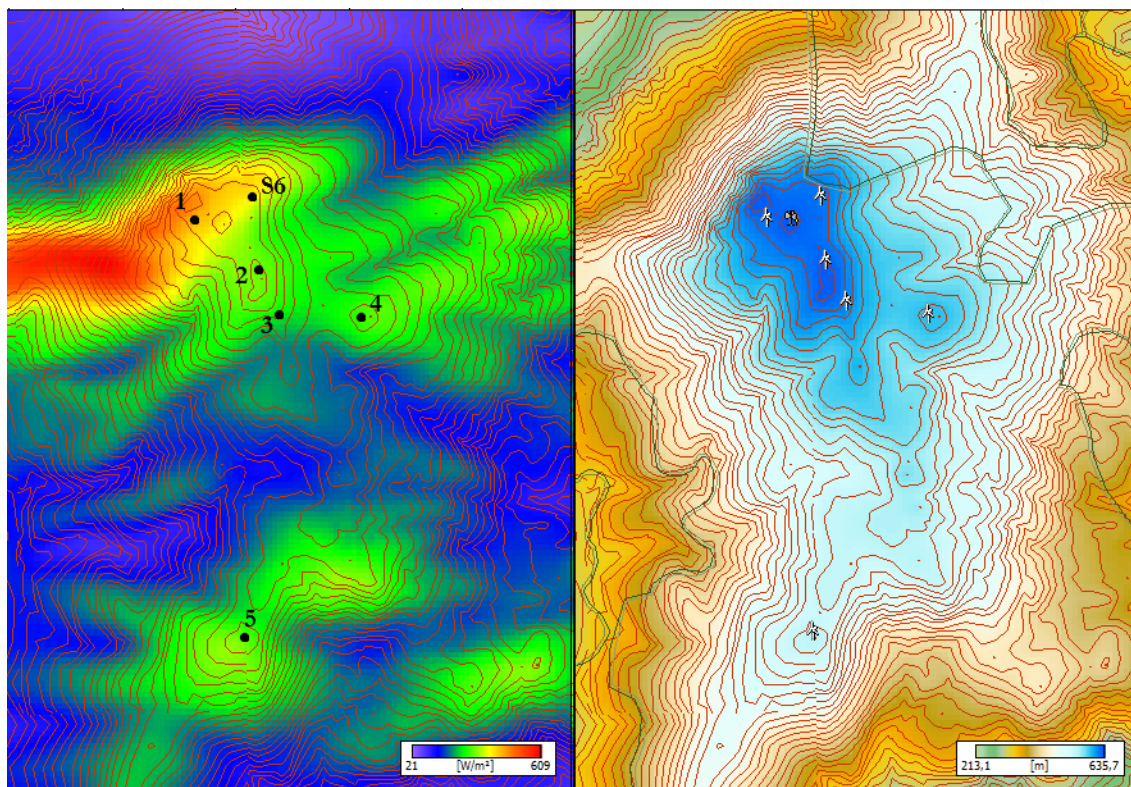


Figura 22 Distribuição da potência específica e das alturas da área – Parque A.

Em termos de rugosidade, a inspeção visual da zona permite observar um solo bastante rochoso coberto por alguma vegetação rasteira. Próximo do aerogerador 4 encontra-se uma zona bastante densa em árvores, pelo que se espera uma rugosidade maior. A Figura 23 complementa esta informação, atribuindo uma rugosidade entre 0,149 m e 0,356 m, segundo a escala de rugosidade sugerida pelo *European Wind Atlas*. Este valor é considerável, podendo influenciar a previsão da produção, uma vez que o modelo linearizado do WAsP não tem capacidade de prever fenómenos de recirculação, e outros, comuns neste tipo de terrenos complexos.

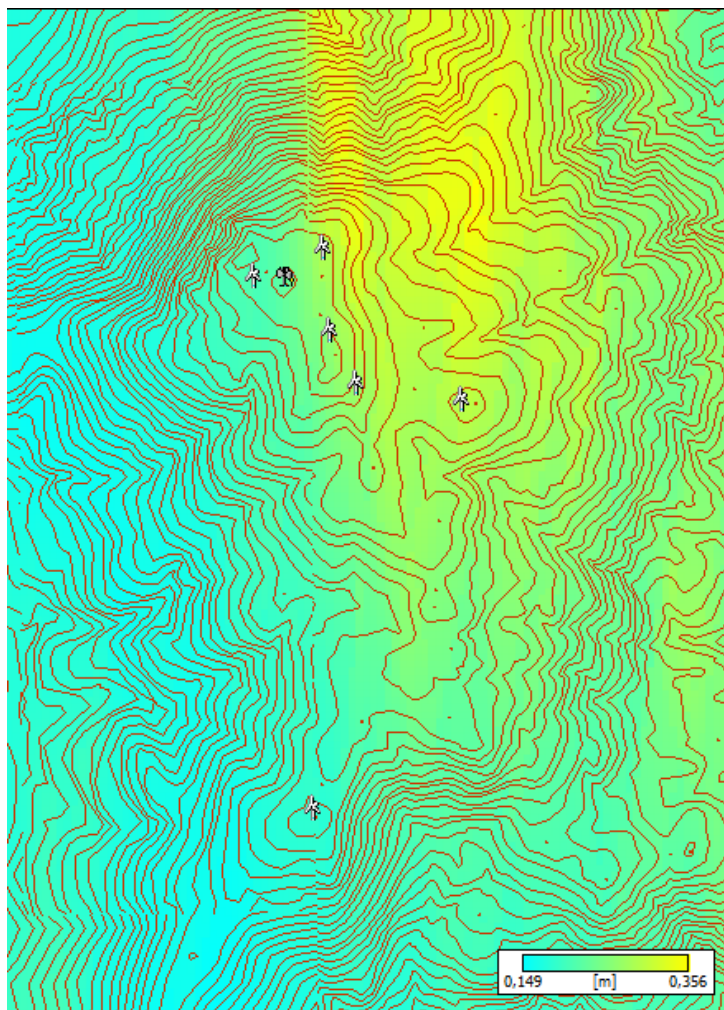


Figura 23 Distribuição da rugosidade do Parque A.

Quanto aos obstáculos, não há nas imediações dos aerogeradores qualquer tipo de construção que possa afetar de forma notável o escoamento do ar.

Acerca dos aerogeradores instalados, as especificações técnicas encontram-se na tabela 4 e a curva de potência pode ser observada na figura 24. É de salientar que a curva de potência foi corrigida para uma massa volúmica do ar de $1,14 \text{ kg/m}^3$ (geralmente a curva é apresentada para $1,225 \text{ kg/m}^3$). O curva do aerogerador que compõe o sobreequipamento encontra-se na Figura 30.

Tabela 4 Especificações do aerogerador Enercon E-70.

Potência Nominal	2,050 MW
Tipo de Controlo	Variação do ângulo das pás (<i>pitch-control</i>)
Altura do aerogerador	64 m
Diâmetro do Rotor	71 m
Velocidade <i>cut-in</i>	2 m/s
Velocidade nominal	15 m/s
Velocidade <i>cut-out</i>	25 m/s

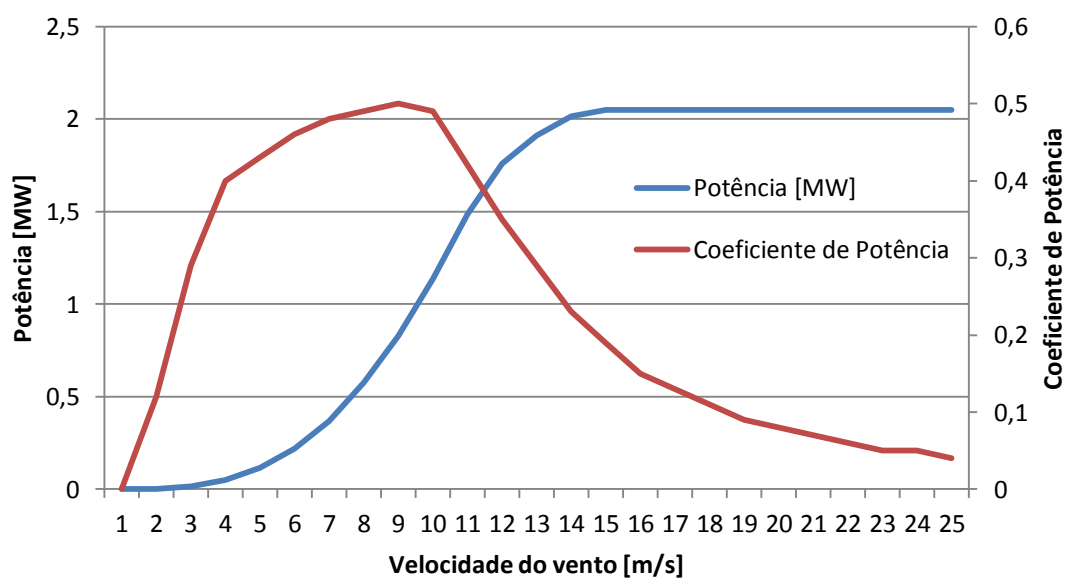


Figura 24 Curva de potência e coeficiente de potência do aerogerador E-70 E4.

É importante o conhecimento das distâncias entre aerogeradores de modo a entender a sua influência nas perdas de esteira. A tabela 5 indica que há quatro situações em que as distâncias entre turbinas estão demasiado próximas. Visto que a turbina 2 se encontra demasiado próximo das turbinas 1, 3 e S6, pode-se assumir que terá grandes perdas de esteira.

Tabela 5 Distância, em diâmetros de rotor, entre os aerogeradores. Assinalados a vermelho são as distâncias que não cumprem as recomendações do Atlas Europeu do Vento [7].

	Turbina 2	Turbina 3	Turbina 4	Turbina 5	Turbina S6
Turbina 1	4,5	7,2	11,7	25,9	3,6
Turbina 2	-	2,9	7,2	23,1	4,0
Turbina 3	-	-	5,1	20,6	6,7
Turbina 4	-	-	-	21	9,9
Turbina 5	-	-	-	-	27,1

6.2. Tratamento de dados

Para avaliar o potencial eólico da área, foi colocada uma torre de medição com instrumentos de medida a duas alturas diferentes, 20 metros e 40 metros a.n.s..

As medições foram realizadas entre novembro de 1999 e novembro de 2002, tendo sido feitas medições a cada 3 segundos. A informação final armazenada foram as médias de velocidade e de direção do vento a cada dez minutos. É de notar que, dos dados obtidos, apenas foram utilizados aqueles medidos a 40 metros de altura (dada a maior proximidade do eixo do rotor) e apenas 88,57% foram utilizados para a caracterização do recurso eólico (143607 registos utilizados), dado que as restantes medições ocorreram em erro. Na figura 25 observa-se o histograma de frequências e a distribuição de Weibull. Os valores das frequências e os parâmetros A e k de Weibull encontram-se na tabela 6.

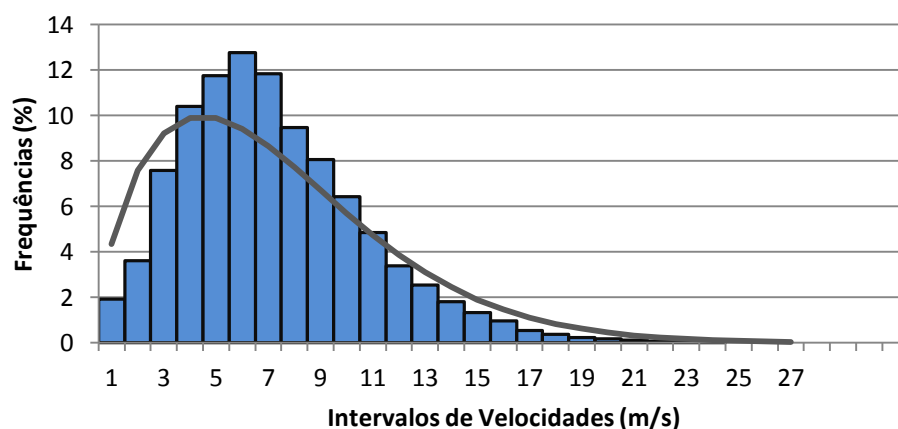


Figura 25 Histograma de frequências de ocorrência e distribuição de Weibull ($A=7,6$ m/s; $k=1,57$) – Parque A.

As rosas da figura 26 são o resultado da mesma análise estatística. Há uma clara predominância dos ventos vindos de Norte e de Sul. No entanto, os ventos de Sul são muito mais energéticos devido às maiores velocidades que se registam deste rumo.

A Figura 27 fornece uma visão sobre a média de velocidades ao longo do ano, onde o período de verão tem menor velocidade quando comparado com os restantes períodos. Como tal, é na época de verão que se espera encontrar uma menor produção de energia.

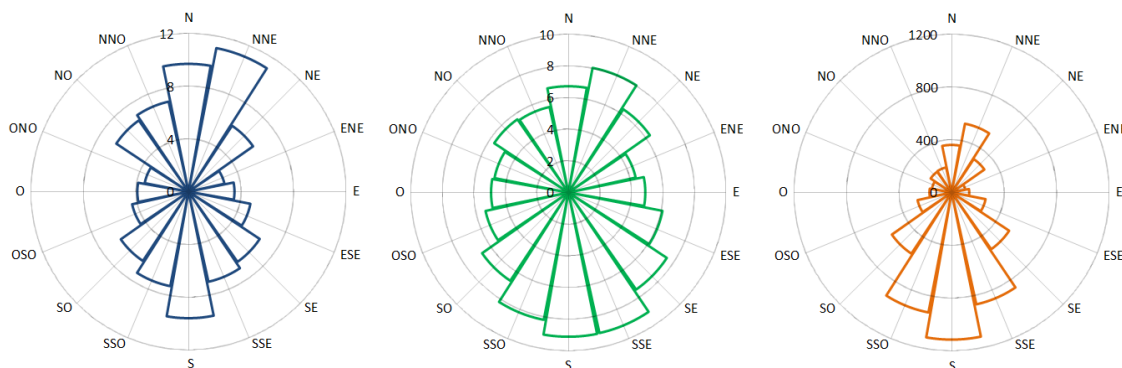


Figura 26 Rosa das frequências (%), velocidades (m/s) e da densidade de energias (W/m^2) – Parque A.

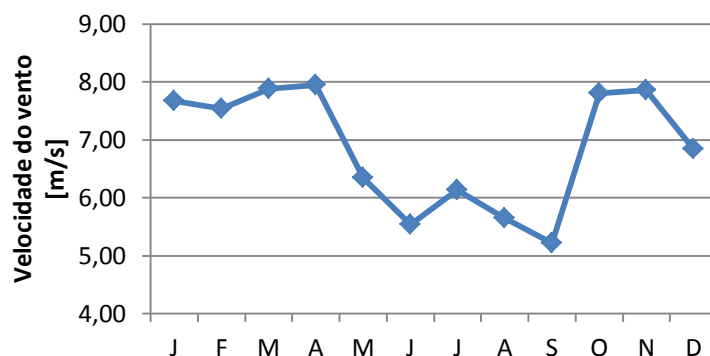


Figura 27 Velocidade média do vento entre Novembro de 1999 e 2002 – Parque A.

A tabela 6 indica, em permilagem, a probabilidade de ocorrência de determinado intervalo de velocidade para cada setor. Na coluna da direita observa-se, em permilagem, a ocorrência total de cada intervalo de velocidades. Juntamente com a matriz de ocorrências de cada par velocidade/direção encontram-se também as médias dos parâmetros de Weibull e densidade de potência em cada setor.

Partindo da tabela 6, e assumindo que o ano tem 8760 horas (ano comum), apresenta-se na tabela 7 todos os pares velocidade/direção e as respetivas previsões de ocorrências anuais, em horas. Será esta a tabela utilizada, juntamente com a curva de potência do parque, para calcular a energia produzida. Pode-se verificar que os aerogeradores poderão funcionar durante cerca de 90% do ano, quando a velocidade do vento está entre os 2 m/s e 25 m/s.

Tabela 6 Tabela de ocorrências, em %, por classe de velocidades e setor, com os valores médios de A, k e potência específica – Parque A.

[m/s]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	TOTAL
0,5	22,3	14,7	33,6	69,7	59,2	36,7	28,7	27,5	23,1	26,3	40,8	43,8	44,7	46,6	36,3	34,8	32,2
1,5	47,7	26,7	54,7	109,2	94,3	57,8	41,7	48,9	44,2	54	67,7	90,8	90,2	103	69,4	56	58,2
2,5	84,7	47,9	81,6	143,6	115,5	74,7	76	67,6	72,6	82,9	104,8	142,5	175,5	187,9	106,6	99,7	93
3,5	106,4	73,2	104,1	171,8	143,4	100,2	76,8	62,6	81,9	100	125,6	138,2	152,2	147,2	117,1	124,9	105,4
4,5	111,7	90,2	119,9	154,2	148,8	128	82,3	57,3	69,1	95,7	127,5	114,9	111,1	99,8	125,4	147,9	106,3
5,5	108	94	119,6	114,6	122,6	137,6	91,5	63,4	66,5	82,9	83,4	117,5	100,1	91,2	118,4	149,2	100,8
6,5	89,5	92,5	107,3	102,5	108,3	119,7	101,9	72,2	72,8	67,1	55,8	94,5	92	80,7	121,1	124,9	92,2
7,5	89,1	86,7	96,3	52,5	81,3	91	104,8	67,9	70,4	58,3	46,1	66,7	77,5	75,3	103,8	89,3	79,9
8,5	81,9	90,9	78,8	39,9	61,3	73,1	71	63,4	58	50,8	47,5	45,9	61,9	64,4	78,2	61,5	67
9,5	70,3	81,4	56,6	20,1	35,2	65,8	60,8	64,5	54,6	52,1	47	34,8	40,5	50,4	54,6	43	56,1
10,5	53,9	70,1	52,3	7,7	14,7	44,1	56,8	71,7	56,3	54,8	53	29,7	23,7	26,9	37,8	27,7	48,1
11,5	40,5	66,6	33,7	8,4	8,5	23,2	58,5	76,2	53,6	46,1	50,1	23,5	11,4	16,1	15,9	16,5	40
12,5	34,8	56	23,5	3,5	4,4	18	37,6	61,9	48,6	37,3	37,2	19,2	7,3	8,1	8,6	10,3	31,3
13,5	26,5	45,2	17,5	1,5	1,8	11,4	34,8	52,4	41,6	32,5	25,7	9,7	4,6	1	4,5	4,8	24,5
14,5	14,4	27,6	8	0,2	0,4	10,1	24,8	37,3	36,3	26,9	22,3	5	1,1	0,9	1,4	3,1	17,1
15,5	9,6	15,3	4,9	0,2	0	4,5	19,5	25,8	25,5	21,5	14,5	5,5	1,2	0,4	0,7	3,3	11,7
16,5	4,2	11,6	2,6	0	0	2,5	12,8	18,3	15,1	20,2	11,4	4,4	1,8	0	0,2	1,5	8,1
17,5	3	5,8	1,6	0	0	0,9	8,5	14,4	16	15,9	9,8	4,3	0,7	0	0,1	1,1	6,2
18,5	1,2	2,2	1,2	0	0,2	0,7	3	12,2	18,6	15,1	7,6	3	1,2	0	0	0,4	5,1
19,5	0,3	0,7	1	0,5	0	0	3,5	9,8	19,4	12,5	7	2,2	0,5	0,2	0	0	4,4
20,5	0,1	0,3	0,6	0	0	0	1,2	6,5	15,1	11,4	5,1	1,3	0,5	0	0	0	3,3
21,5	0	0,1	0,2	0	0	0	1,1	6,3	10,2	11,2	3,3	1,7	0	0	0	0	2,6
22,5	0	0,1	0	0	0	0	1	6,4	7,5	9,3	2,5	0,5	0,2	0	0	0	2,1
23,5	0	0,1	0,1	0	0	0	0,9	2,4	6,1	6,5	1,5	0,2	0	0	0	0	1,4
24,5	0	0,1	0	0	0	0	0,4	1,2	4,6	3,7	1,3	0	0	0	0	0	0,9
25,5	0	0	0,1	0	0	0	0,1	1	4,6	1,9	0,3	0,2	0	0	0	0	0,7
26,5	0	0	0	0	0	0	0,1	0,2	2,8	1,1	0,8	0	0	0	0	0	0,4
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0,3	1,7	0,8	0,1	0	0	0	0	0	0,3
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0,3	1,3	0,6	0	0	0	0	0	0	0,2
29,5	0	0	0,1	0	0	0	0	0,4	0,9	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0,2
30,5	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0,1
31,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Frequência	9,7%	11,1%	6,0%	2,8%	3,5%	4,8%	6,5%	7,0%	9,6%	7,3%	6,3%	4,4%	3,9%	3,4%	6,6%	7,0%	
k-Weibull	1,97	2,31	1,94	1,86	2,02	2	1,88	2,03	1,64	1,49	1,4	1,48	1,68	1,7	2,21	2,04	1,57
A-Weibull	7,6	9,1	7,1	4,9	5,5	6,9	8,4	10,3	10,2	9,1	7,3	6	5,5	5,4	6,4	6,2	7,6
Potência Específica[W/m²]	361	532	304	106	134	263	525	869	1116	927	556	266	169	153	192	195	487

Tabela 7 Disponibilidade anual em horas de cada par velocidade/direção – Parque A.

[m/s]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0,5	17,0	8,2	4,4	7,3	17,1	45,0	22,4	15,9	8,7	6,0	9,3	15,3	26,6	40,0	40,1	20,4
1,5	36,4	15,0	7,2	11,5	27,3	70,9	32,5	28,3	16,6	12,3	15,4	31,8	53,7	88,4	76,6	32,9
2,5	64,6	26,9	10,7	15,1	33,4	91,6	59,3	39,1	27,3	18,9	23,9	49,9	104,5	161,3	117,7	58,5
3,5	81,1	41,0	13,7	18,1	41,5	122,9	59,9	36,2	30,9	22,8	28,6	48,4	90,7	126,4	129,3	73,3
4,5	85,1	50,6	15,8	16,2	43,0	157,0	64,2	33,1	26,0	21,8	29,0	40,3	66,2	85,7	138,4	86,8
5,5	82,3	52,7	15,7	12,0	35,4	168,8	71,3	36,7	25,0	18,9	19,0	41,2	59,6	78,3	130,7	87,6
6,5	68,2	51,9	14,1	10,8	31,3	146,8	79,4	41,7	27,4	15,3	12,7	33,1	54,8	69,3	133,7	73,3
7,5	67,9	48,6	12,7	5,5	23,5	111,6	81,7	39,3	26,5	13,3	10,5	23,4	46,2	64,6	114,6	52,4
8,5	62,4	51,0	10,4	4,2	17,7	89,6	55,4	36,7	21,8	11,6	10,8	16,1	36,9	55,3	86,3	36,1
9,5	53,6	45,6	7,4	2,1	10,2	80,7	47,4	37,3	20,6	11,9	10,7	12,2	24,1	43,3	60,3	25,2
10,5	41,1	39,3	6,9	0,8	4,2	54,1	44,3	41,5	21,2	12,5	12,1	10,4	14,1	23,1	41,7	16,3
11,5	30,9	37,3	4,4	0,9	2,5	28,5	45,6	44,1	20,2	10,5	11,4	8,2	6,8	13,8	17,5	9,7
12,5	26,5	31,4	3,1	0,4	1,3	22,1	29,3	35,8	18,3	8,5	8,5	6,7	4,3	7,0	9,5	6,0
13,5	20,2	25,3	2,3	0,2	0,5	14,0	27,1	30,3	15,7	7,4	5,9	3,4	2,7	0,9	5,0	2,8
14,5	11,0	15,5	1,1	0,0	0,1	12,4	19,3	21,6	13,7	6,1	5,1	1,8	0,7	0,8	1,5	1,8
15,5	7,3	8,6	0,6	0,0	0,0	5,5	15,2	14,9	9,6	4,9	3,3	1,9	0,7	0,3	0,8	1,9
16,5	3,2	6,5	0,3	0,0	0,0	3,1	10,0	10,6	5,7	4,6	2,6	1,5	1,1	0,0	0,2	0,9
17,5	2,3	3,3	0,2	0,0	0,0	1,1	6,6	8,3	6,0	3,6	2,2	1,5	0,4	0,0	0,1	0,6
18,5	0,9	1,2	0,2	0,0	0,1	0,9	2,3	7,1	7,0	3,4	1,7	1,1	0,7	0,0	0,0	0,2
19,5	0,2	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	2,7	5,7	7,3	2,8	1,6	0,8	0,3	0,2	0,0	0,0
20,5	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,9	3,8	5,7	2,6	1,2	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0
21,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	3,6	3,8	2,6	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
22,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	3,7	2,8	2,1	0,6	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
23,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,4	2,3	1,5	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
24,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,7	1,7	0,8	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	1,7	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

6.3. Previsão da Produção

Esta secção está dividida em 3 partes. Na parte 1 será utilizado o WAsP para calcular a produção do parque sem sobreequipamento e com sobreequipamento (sem limitação de potência).

Na parte 2 será calculado o fator de correção através do método da multiplicação de matrizes.

Na parte 3 será calculado a produção líquida anual do parque, podendo comparar resultados e avaliar o sobreequipamento num ponto de vista energético.

Parte 1: Cálculo da energia produzida - WAsP

Na tabela 8 encontram-se os resultados obtidos diretamente pelo WAsP para a situação em que o parque não foi sobreequipado. A produção anual prevista é de 22,751

GWh, equivalente a uma produtividade de 2275 horas. As perdas por esteira são relativamente pequenas, com as maiores perdas a registarem-se na turbina 2 e as menores na turbina 5, o que vai ao encontro do que seria de esperar dado o grande afastamento deste aerogerador dos restantes (tabela 5).

Tabela 8 Previsão da produção do parque A sem sobreequipamento.

Turbina	Velocidade Média [m/s]	Produção Anual Líquida Estimada [GWh]	Perdas de Esteira (%)
Turbina 1	7,2	5,125	2,73
Turbina 2	6,89	4,552	6,13
Turbina 3	6,62	4,306	3,9
Turbina 4	6,55	4,348	1,2
Turbina 5	6,59	4,420	0,96
Parque A	6,77	22,751	3,03

A previsão de produção do sobreequipamento sem limitação da potência de injeção é de 28,276 GWh/ano - tabela 9. Houve um aumento das perdas por esteira, devido à localização da turbina que sobreequipa o parque ser muito próxima das turbinas 1,2, 3 e 4. A produtividade, nesta situação, subiu para 2356 hpc. Este aumento de 81hpc é consistente com o aumento de potência do parque, devendo-se sobretudo ao aerogerador do sobreequipamento, que é mais eficiente e encontra-se numa posição bastante energética.

Tabela 9 Previsão da produção do parque A com sobreequipamento e sem limitação de potência.

Turbina	Velocidade Média [m/s]	Produção Anual Líquida Estimada [GWh]	Perdas de Esteira (%)
Turbina 1	7,20	5,076	3,66
Turbina 2	6,89	4,392	9,42
Turbina 3	6,62	4,275	4,59
Turbina 4	6,55	4,322	1,80
Turbina 5	6,59	4,415	1,09
Turbina S6	7,14	5,797	5,14
Parque A	6,83	28,276	4,39

Parte 2: Fator de Correção

O fator de correção é a razão entre a energia produzida pelo parque sobreequipado com limitação de potência e a produção sem limitação de potência.

Em ambos os casos será utilizada a mesma matriz de ocorrências - tabela 7.

A matriz de potências do parque com 6 aerogeradores instalados e sem limitação de potência corresponde à tabela 10, onde se encontram assinaladas a vermelho as potências que ultrapassam o licenciamento. Através da matriz de ocorrências, tabela 7, prevê-se que esta situação de funcionamento acima da potência licenciada ocorra perto de 10 % do ano, durante cerca de 850 horas.

Multiplicando a matriz de potências com a matriz de ocorrências horárias, os resultados obtidos indicam uma produção de 31,088 GWh, equivalente 2590 a horas de funcionamento à carga máxima.

Tabela 10 Potência instantânea do parque A [MW], com o sobreequipamento e sem limitação, para cada par velocidade/direção.

[m/s]	0°	22,5°	45°	67,5°	90°	112,5°	135°	157,5°	180°	202,5°	225°	247,5°	270°	292,5°	315°	337,5°
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,013	0,015	0,018	0,014	0,015	0,013	0,013	0,012	0,011	0,012	0,013	0,011	0,012	0,014	0,015	0,016
3	0,087	0,108	0,121	0,097	0,106	0,092	0,088	0,084	0,079	0,095	0,1	0,082	0,091	0,1	0,095	0,101
4	0,278	0,34	0,372	0,305	0,334	0,291	0,278	0,273	0,251	0,307	0,319	0,262	0,294	0,314	0,293	0,315
5	0,622	0,758	0,824	0,685	0,746	0,65	0,62	0,616	0,568	0,691	0,715	0,6	0,662	0,701	0,65	0,696
6	1,165	1,419	1,531	1,287	1,398	1,218	1,157	1,157	1,068	1,301	1,342	1,138	1,252	1,317	1,215	1,297
7	1,944	2,371	2,551	2,148	2,333	2,036	1,935	1,935	1,799	2,183	2,244	1,91	2,098	2,203	2,039	2,164
8	3,009	3,67	3,911	3,321	3,602	3,14	2,971	3	2,799	3,389	3,475	2,969	3,259	3,401	3,146	3,322
9	4,36	5,274	5,617	4,789	5,188	4,564	4,333	4,351	4,075	4,892	5,019	4,304	4,703	4,902	4,545	4,778
10	5,888	7,11	7,538	6,459	7,021	6,208	5,952	5,964	5,626	6,682	6,843	5,93	6,406	6,655	6,134	6,398
11	7,584	8,943	9,283	8,322	8,855	7,902	7,62	7,615	7,401	8,502	8,659	7,816	8,193	8,393	7,763	7,975
12	9,418	10,358	10,607	10,072	10,381	9,501	9,223	9,125	9,171	9,998	10,14	9,572	9,727	9,846	9,221	9,322
13	10,803	11,297	11,474	11,224	11,393	10,745	10,546	10,292	10,552	11,023	11,179	10,831	10,787	10,912	10,56	10,303
14	11,586	11,916	11,946	11,869	11,943	11,522	11,399	11,079	11,454	11,692	11,808	11,74	11,53	11,688	11,478	10,919
15	12,053	12,158	12,169	12,168	12,233	11,986	11,921	11,756	12,001	12,033	12,1	12,157	12,011	12,092	11,966	11,668
16	12,26	12,255	12,271	12,273	12,298	12,242	12,219	12,156	12,217	12,175	12,23	12,278	12,198	12,251	12,209	12,062
17	12,3	12,293	12,3	12,3	12,3	12,296	12,292	12,282	12,282	12,26	12,283	12,3	12,28	12,295	12,288	12,225
18	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,292	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,289
19	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
20	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
21	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
22	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
23	12,3	12,3	8,2	12,3	12,3	12,3	10,25	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
24	10,25	8,2	8,2	8,2	10,25	10,25	10,25	10,25	12,3	12,3	10,25	12,3	12,3	10,25	6,15	6,15
25	8,2	4,1	4,1	6,15	4,1	8,2	6,15	8,2	10,25	4,1	6,15	10,25	8,2	6,15	6,15	6,15
26	8,2	2,05	2,05	2,05	2,05	4,1	6,15	6,15	8,2	2,05	4,1	4,1	4,1	4,1	6,15	6,15
27	4,1	2,05	2,05	2,05	0	4,1	4,1	4,1	4,1	2,05	2,05	2,05	4,1	2,05	2,05	6,15
28	0	2,05	2,05	2,05	0	2,05	4,1	0	2,05	2,05	2,05	0	2,05	0	2,05	2,05
29	0	0	0	0	0	0	0	0	2,05	2,05	2,05	0	0	0	0	2,05
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,05	0	0	0	0	0	0

A matriz de potências do parque, limitada à potência de licenciamento, encontra-se na tabela 11. A previsão da produção nesta situação é de 29,574 GWh/ano.

Tabela 11 Potência instantânea do parque A [MW], com o sobreequipamento e com limitação, para cada par velocidade/direção.

[m/s]	0°	22,5°	45°	67,5°	90°	112,5°	135°	157,5°	180°	202,5°	225°	247,5°	270°	292,5°	315°	337,5°
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0,013	0,015	0,018	0,014	0,015	0,013	0,013	0,012	0,011	0,012	0,013	0,011	0,012	0,014	0,015	0,016
3	0,087	0,108	0,121	0,097	0,106	0,092	0,088	0,084	0,079	0,095	0,1	0,082	0,091	0,1	0,095	0,101
4	0,278	0,34	0,372	0,305	0,334	0,291	0,278	0,273	0,251	0,307	0,319	0,262	0,294	0,314	0,293	0,315
5	0,622	0,758	0,824	0,685	0,746	0,65	0,62	0,616	0,568	0,691	0,715	0,6	0,662	0,701	0,65	0,696
6	1,165	1,419	1,531	1,287	1,398	1,218	1,157	1,157	1,068	1,301	1,342	1,138	1,252	1,317	1,215	1,297
7	1,944	2,371	2,551	2,148	2,333	2,036	1,935	1,935	1,799	2,183	2,244	1,91	2,098	2,203	2,039	2,164
8	3,009	3,67	3,911	3,321	3,602	3,14	2,971	3	2,799	3,389	3,475	2,969	3,259	3,401	3,146	3,322
9	4,36	5,274	5,617	4,789	5,188	4,564	4,333	4,351	4,075	4,892	5,019	4,304	4,703	4,902	4,545	4,778
10	5,888	7,11	7,538	6,459	7,021	6,208	5,952	5,964	5,626	6,682	6,843	5,93	6,406	6,655	6,134	6,398
11	7,584	8,943	9,283	8,322	8,855	7,902	7,62	7,615	7,401	8,502	8,659	7,816	8,193	8,393	7,763	7,975
12	9,418	10,25	10,25	10,25	10,25	9,501	9,223	9,125	9,171	9,998	10,25	9,572	9,727	9,846	9,221	9,322
13	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
14	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
15	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
16	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
17	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
18	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
19	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
20	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
21	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
22	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
23	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
24	10,25	8,2	8,2	8,2	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	6,15	6,15
25	8,2	4,1	4,1	6,15	4,1	8,2	6,15	8,2	10,25	4,1	6,15	10,25	8,2	6,15	6,15	6,15
26	8,2	2,05	2,05	2,05	2,05	4,1	6,15	6,15	8,2	2,05	4,1	4,1	4,1	4,1	6,15	6,15
27	4,1	2,05	2,05	2,05	0	4,1	4,1	4,1	4,1	2,05	2,05	2,05	4,1	2,05	2,05	6,15
28	0	2,05	2,05	2,05	0	2,05	4,1	0	2,05	2,05	2,05	0	2,05	0	2,05	2,05
29	0	0	0	0	0	0	0	0	2,05	2,05	2,05	0	0	0	0	2,05
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,05	0	0	0	0	0	0

$$Fator\ de\ Correção = \frac{29,574\ GWh}{31,088\ GWh} = 0,951$$

Parte 3: Energia Líquida

Uma vez obtidos os dados necessários, a tabela 12 faz um resumo da produção anual antes e após o sobreequipamento.

Tabela 12 Energia produzida anualmente - Parque A.

Situação	Previsão do WAsP [GWh/ano]	Fator de Correção	Perdas Operacionais	Energia Líquida [GWh/ano]	Produtividade [horas]
Não sobreequipado	22,751	-	6,4%	21,304	2130
Sobreequipado	28,276	0,951	6,4%	25,169	2097

Implementar o sobreequipamento a este parque permite um aumento na produção líquida do mesmo de 3,865 GWh/ano. Isto significa um aumento de 18% face à produção antes do sobreequipamento. Este valor indica que o sobreequipamento é uma boa opção no que toca a maximizar a extração de energia do parque, contudo, ainda é necessário uma análise económica do projeto.

A limitação da potência de injeção na rede faz com que haja uma perda de produção do sobreequipamento na ordem dos 4,9%, valor que é bastante aceitável, visto que o funcionamento acima da potência licenciada ocupa 10% do ano. O facto do aerogerador S6 ter sido instalado numa zona com bastante potencial eólico, e o facto de ser tecnologicamente mais avançado, torna-o um dos mais produtores, pelo que há um grande aproveitamento do sobreequipamento do parque.

6.4. Estudo de viabilidade económica

A última etapa da metodologia proposta é a avaliação económica. É aqui que será decidido se, com base nas previsões de produção e no valor do investimento, o projeto irá avançar ou não.

No capítulo 5 foram assumidos alguns valores de referência a respeito dos custos de construção e manutenção de um parque. No entanto, é necessário assumir outros valores, que não dependem apenas dos custos de construção, como a taxa de retorno mínima esperada pelo investidor. Este valor varia consoante o investidor e o risco do projeto.

Assumiu-se nesta dissertação que o investidor espera uma taxa de retorno do seu investimento de 5%, que correspondem a 2% de taxa de inflação anual e 3% de rentabilidade do projeto pelo risco a que se propõem.

Tabela 13 Resultados económicos para o sobreequipamento do Parque A.

Aerogeradores	Energia Líquida [GWh/ano]	Rendimento Anual [€]	€/MWh	VAL [€]	TIR
5 (10 MW)	21,304	1 563 808	73,4	1 083 911	5,90
6 (12 MW)	25,169	1 846 176	73,35	1 151 681	5,81

Os resultados obtidos são positivos. O maior VAL corresponde ao sobreequipamento e tem um valor de 1 151 681 €, isto é, tem um retorno acima do esperado sendo a taxa interna de rentabilidade (TIR) de 5,81%. O projeto está previsto tornar-se rentável a partir de meados do 10º ano de funcionamento, continuando o seu funcionamento por mais 10 anos.

Contudo, assumindo outra taxa de atualização, por exemplo, 7%, o VAL já seria negativo, não compensando o investimento, pois o resultado esperado é maior.

Apesar da instalação do sobreequipamento significar um aumento da produção e, consequentemente, um aumento do retorno financeiro, isto não significa que o projeto se torna mais rentável, pois o custo de sobreequipar pode trazer um resultado inferior ao desejado devido à limitação de potência. É então necessário comparar o retorno com o investimento, para todas as situações de sobreequipamento. Novamente, a ferramenta para fazer essa comparação será o VAL.

Já se verificou anteriormente que sobreequipar o parque permite um aumento de 18% da produção, valor bastante razoável, pelo que o sobreequipamento é recomendável neste aspeto. Como se pode verificar pela tabela 13, economicamente, também é mais vantajoso sobreequipar o parque, pois o valor recebido será muito maior que o investimento (à taxa de atualização de 5%).

Com estas duas análises a apontar para o sobreequipamento, esta é a solução recomendada.

Caso de Estudo: Parque B

Capítulo 7

Pretende-se neste capítulo aplicar a metodologia de sobreequipamento a um parque eólico com mais potência instalada, com o objetivo de fazer uma análise mais detalhada sobre a metodologia proposta.

7.1. Localização do projeto e descrição do parque

O parque em questão localiza-se na região Norte de Portugal, a uma altitude média de 1059 metros a.n.m.. Tem atualmente em funcionamento 15 aerogeradores Enercon E-82 2MW e pretende-se sobreequipar até à potência máxima permitida com mais 3 aerogeradores do mesmo modelo. A tabela 14 é um resumo do Parque B.

Tabela 14 Dados gerais do parque eólico em estudo – Parque B.

Região	Norte
N.º de aerogeradores	15
Modelo dos aerogeradores	Enercon E-82 2MW
Potência do Parque	30,750 MW

A configuração do parque é apresentada na figura 28, incluindo a localização dos aerogeradores que poderão constituir o sobreequipamento. Pode-se verificar que as máquinas se distribuem aproximadamente pelos locais com maior aproveitamento energético.

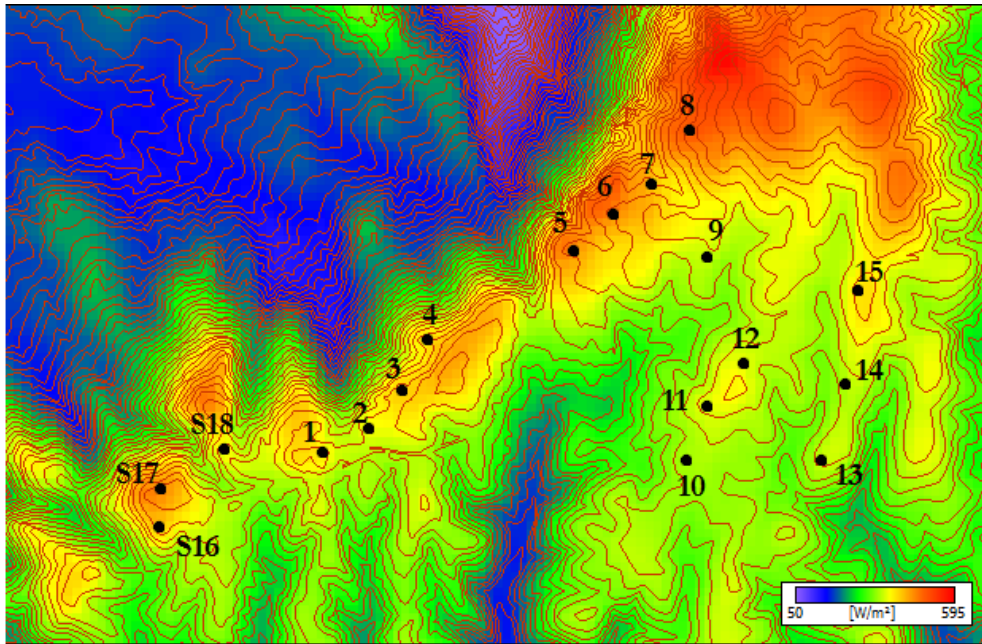


Figura 28 Posição dos aerogeradores num mapa de densidade de potência – Parque B.

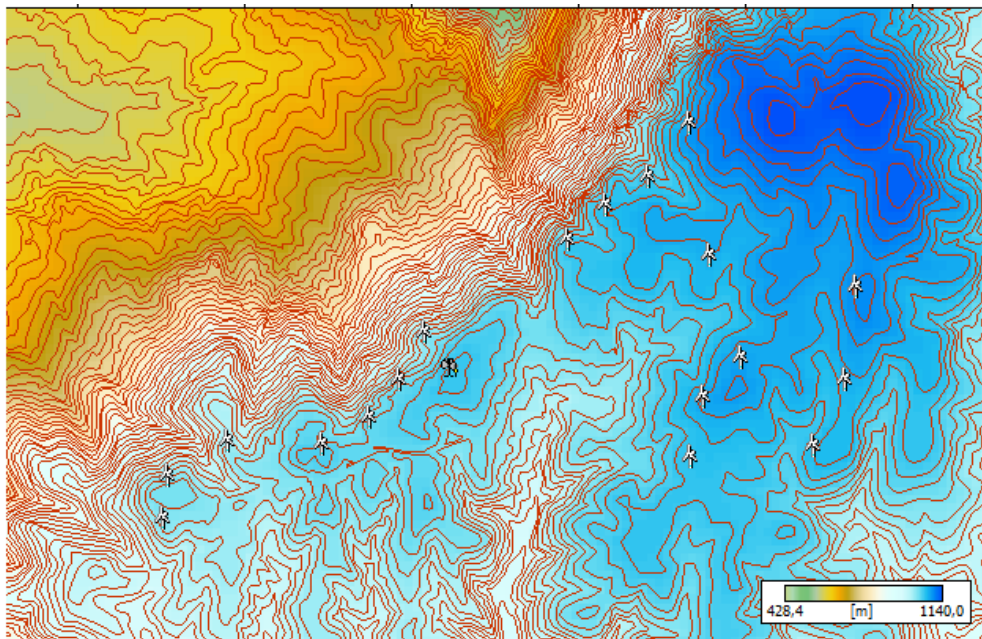


Figura 29 Representação da orografia da área - Parque B.

Observando a figura 28 e a figura 29, verifica-se que os locais com maior densidade de potência são também os que se encontram a elevadas altitudes. No entanto, os aerogeradores, foram instalados em áreas relativamente planas, com poucos declives entre máquinas.

Na zona onde a elevação é maior, há uma maior disponibilidade energética, encontrando-se atualmente desocupada. Tal como já foi referido no caso A, esta situação

pode dever-se a um conjunto de restrições que impedem que sejam lá instalados aerogeradores.

Ao contrário do caso A, neste parque, as posições disponíveis para o sobreequipamento encontram-se a uma cota inferior relativamente às restantes máquinas. No entanto, estas posições também são locais com boa densidade de potência, podendo ter residido aí a sua escolha, caso não houvessem restrições.

Em termos de rugosidade do solo, segundo a escala do European Wind Atlas, pode ir até aos 0,07 m. Valores muito pequenos, comparados com os obtidos no Parque A, pelo que podem afetar muito pouco a previsão da produção.

Os aerogeradores instalados têm uma potência nominal de 2 MW, diâmetro do rotor de 82 metros, altura de 85 metros, gerador síncrono e regulação do passo das pás por *pitch*. A curva de potência, assim como o C_p , podem ser observados na figura 30.

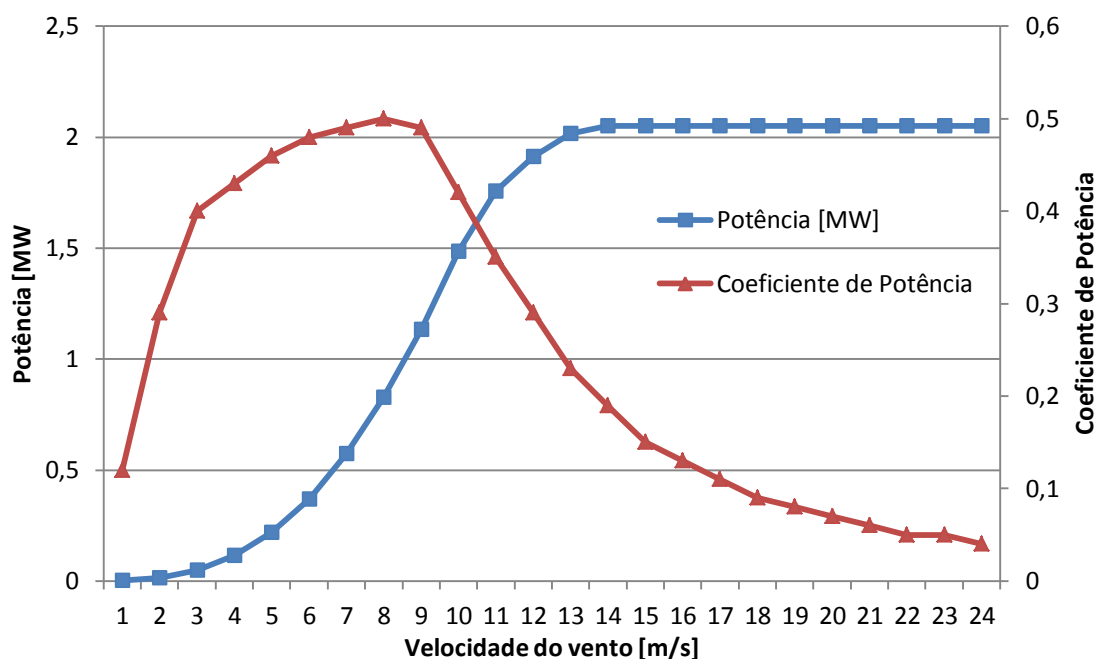


Figura 30 Curvas características do aerogerador E-82.

7.2. Tratamento de dados

As medições do recurso eólico foram feitas numa estação de medição, com os respetivos sensores colocados a 40 metros acima do nível do solo. O período de medições data dos anos de 2006 a 2008, tendo sido recolhidos dados da velocidade e direção do vento referentes à média das medições a cada 10 minutos. Dos 157824 registos recolhidos foram aceites 99,34%, com as velocidades a variar entre 0,0 m/s e 26,3 m/s.

Quanto aos resultados, o histograma e a distribuição de Weibull encontram-se representados na figura 31. Os parâmetros de Weibull obtidos são $A=7,4$ m/s; $K=1,88$.

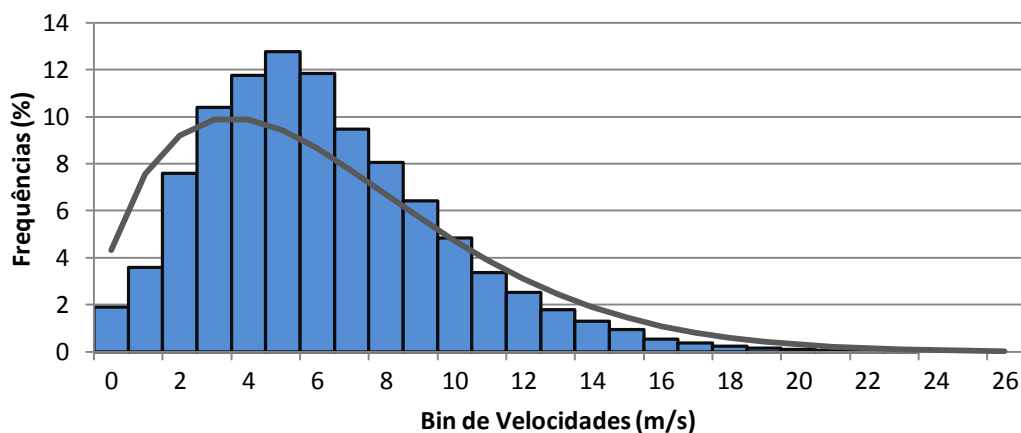


Figura 31 Histograma de frequências de ocorrência e distribuição de Weibull - Parque B.

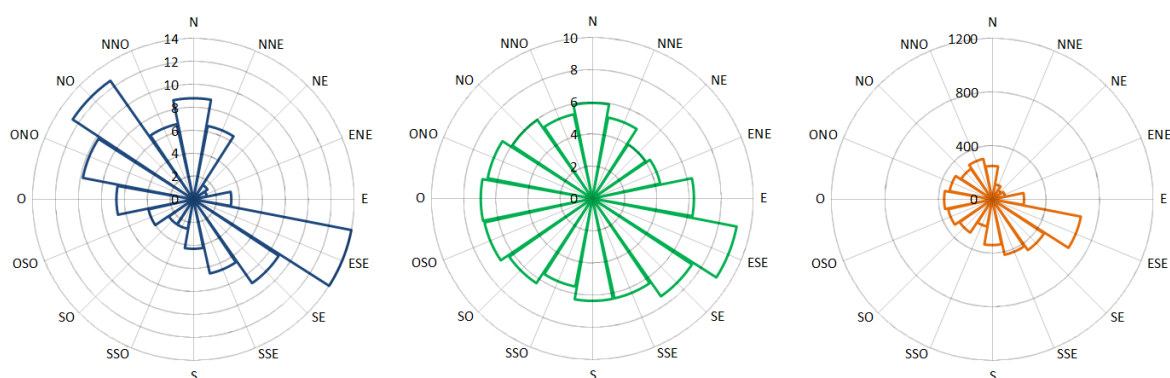


Figura 32 Rosa das frequências (%), velocidades (m/s) e da densidade de energias (W/m^2) – Parque B.

A figura 32 mostra que as direções NO e ESE são predominantes, com mais de 12% das ocorrências cada. As velocidades são aproximadamente iguais em todas as direções, dominando, contudo, a direção ESE, sendo por isso a mais energética de todas.

É devido a esta predominância dos ventos de NO e ESE que os aerogeradores se encontram posicionados “numa linha”, figura 28, com o intuito de diminuir as perdas de esteira.

À semelhança do caso A, apresentam-se aqui as matrizes de ocorrência. Na tabela 15 encontram-se a frequência de ocorrências para cada direção, e na tabela 16 as ocorrências, em horas, para cada par velocidade/direção, sendo esta a matriz a utilizar no cálculo do fator de correção.

Tabela 15 Tabela de ocorrências, em %, por classe de velocidades e setor, com os valores médios de A, k e potência específica – Parque B.

[m/s]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	TOTAL
0,5	17,3	19,4	80	73,5	23,3	6,5	10,9	14,6	23,8	37	40,6	24,5	18,3	18	15,6	23,6	19
1,5	39,3	32,1	96,4	115,3	36,5	11,7	21,4	26,3	46	70,6	52,7	33	29,8	34,2	40,3	63,6	36
2,5	104,3	83,1	186,2	152,9	64,4	25,8	50,5	70	95,6	112,7	83,6	51,5	43,2	65,2	92,2	146,1	75,9
3,5	136	139,2	181,5	169,4	98,1	36,8	80,7	123,9	121,9	116	101,6	81,4	70,1	83,3	121,5	183	103,9
4,5	130,6	209,2	160,1	118	107,9	50,4	102,4	140,5	120,2	128,1	115	101,8	105,2	105,2	138,6	141,4	117,6
5,5	124,3	226,7	121	117,2	143,8	72	116,5	147,4	114,2	143,4	118,4	130,6	135,9	137,1	147,3	89,9	127,7
6,5	119,8	159,4	72,8	111,8	152,4	93,1	112,6	110,9	96,3	120	103,7	126,3	139,9	150,2	128,9	63,9	118,2
7,5	95,4	72	47,1	65,8	121,2	96,8	110,2	69,4	89,3	95,5	92	112	117,4	117,4	94,7	54,4	94,6
8,5	73,2	36,7	25,5	38,7	95,1	106,2	112,1	60	73,7	62,4	82,3	109,2	96,8	93,3	69,2	48	80,5
9,5	52	13,3	16,6	23,8	72	106,2	86,5	46,1	59	38,8	65,7	83,7	84,4	68,7	47,3	46,9	64,1
10,5	37,5	4,9	9,1	8,7	44,3	103,6	60	40,2	47,5	23,3	43,6	53,8	56,9	47,7	28,9	36,1	48,3
11,5	26,8	0,9	2,4	4,3	20,5	85,3	39,5	30,6	32,9	17,7	32,7	28,1	38,8	24,4	19,7	25,5	33,7
12,5	18,3	1,5	1,1	0,5	8,2	66,6	27,1	26,9	21,1	14	25,2	21,4	23,1	17,5	16,9	21,9	25,2
13,5	10,8	1,3	0,2	0	5,4	48,3	16,1	27,8	18,7	10,1	22	18,4	12,3	9,2	11,4	16,3	17,9
14,5	5,8	0,2	0	0	4,5	39,6	14,2	18,2	11,6	6,2	13,4	9,3	8,5	6,7	8,6	11,3	13,1
15,5	3,7	0	0	0	1,7	26,5	11,4	15,4	11,9	1,6	5,1	6,5	5,2	6,8	5,8	9,2	9,4
16,5	2,5	0	0	0	0,4	10,8	7,5	12,3	6,5	0,6	1,6	2,1	4,5	3,7	4,3	6,8	5,3
17,5	1,5	0	0	0	0	5,8	4,4	8,2	5,4	0,7	1	3,3	4,4	5,3	3	3	3,7
18,5	0,7	0	0	0	0,2	3,1	3,4	6,2	2,6	0,7	0	1,7	1,8	2,7	2,1	3,2	2,3
19,5	0,1	0	0	0	0	2,7	3	2,8	1,2	0,2	0	1,1	2,2	1,9	1,4	1,4	1,5
20,5	0	0	0	0	0	1,2	4,5	1,2	0,7	0	0	0,2	0,9	1,1	0,9	2	1,1
21,5	0,1	0	0	0	0	0,3	3,2	0,5	0	0	0	0,2	0,3	0,2	0,5	0,9	0,5
22,5	0	0	0	0	0	0,4	1,9	0,2	0	0	0	0	0	0,1	0,4	1,1	0,4
23,5	0	0	0	0	0	0,2	0	0,4	0	0,2	0	0	0,2	0,1	0,2	0	0,1
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0,2	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0
Frequência	8,7%	6,4%	1,5%	1,2%	3,3%	14,0%	8,9%	6,6%	4,3%	2,6%	2,6%	4,0%	6,8%	9,8%	12,6%	6,7%	
k-Weibull	1,97	3,06	1,9	1,91	2,58	2,85	2,07	1,51	1,78	1,97	1,98	2,27	2,19	2,11	1,81	1,34	1,88
A-Weibull	6,7	5,7	4,5	4,9	7,1	10,2	8,4	7,0	7,1	6,3	7,1	7,8	7,8	7,5	6,7	5,8	7,4
Potência Específica [W/m ²]	249	114	81	98	237	673	462	423	341	205	297	337	359	324	278	309	355

Tabela 16 Disponibilidade anual em horas de cada par velocidade/direção – Parque B.

[m/s]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0,5	13,3	11,0	10,5	7,7	6,7	8,0	8,5	8,4	9,0	8,4	9,2	8,6	10,6	15,4	17,2	13,8
1,5	30,3	18,3	12,7	12,1	10,5	14,3	16,7	15,2	17,3	16,1	12,0	11,6	17,3	29,3	44,4	37,3
2,5	80,3	47,3	24,4	16,1	18,6	31,6	39,3	40,4	36,0	25,6	19,0	18,0	25,3	55,9	101,7	85,7
3,5	104,7	79,2	23,8	17,8	28,3	45,1	62,9	71,6	45,9	26,4	23,1	28,5	41,0	71,4	134,0	107,3
4,5	100,6	119,0	21,0	12,4	31,2	61,8	79,8	81,2	45,2	29,1	26,2	35,6	61,0	90,2	152,8	82,9
5,5	95,7	129,0	15,9	12,3	41,5	88,2	90,7	85,1	43,0	32,6	26,9	45,7	78,9	117,6	162,4	52,7
6,5	92,3	90,7	9,6	11,7	44,0	114,1	87,7	64,1	36,2	27,3	23,6	44,2	82,0	128,8	142,1	37,5
7,5	73,5	41,0	6,2	6,9	35,0	118,6	85,8	40,1	33,6	21,7	20,9	39,2	69,2	100,7	104,4	31,9
8,5	56,4	20,9	3,3	4,1	27,5	130,1	87,3	34,7	27,7	14,2	18,7	38,2	56,7	80,0	76,3	28,1
9,5	40,0	7,6	2,2	2,5	20,8	130,1	67,4	26,6	22,2	8,8	14,9	29,3	49,5	58,9	52,2	27,5
10,5	28,9	2,8	1,2	0,9	12,8	126,9	46,7	23,2	17,9	5,3	9,9	18,8	34,1	40,9	31,9	21,2
11,5	20,6	0,5	0,3	0,5	5,9	104,5	30,8	17,7	12,4	4,0	7,4	9,8	23,5	20,9	21,7	15,0
12,5	14,1	0,9	0,1	0,1	2,4	81,6	21,1	15,5	7,9	3,2	5,7	7,5	13,7	15,0	18,6	12,8
13,5	8,3	0,7	0,0	0,0	1,6	59,2	12,5	16,1	7,0	2,3	5,0	6,4	7,3	7,9	12,6	9,6
14,5	4,5	0,1	0,0	0,0	1,3	48,5	11,1	10,5	4,4	1,4	3,0	3,3	4,9	5,7	9,5	6,6
15,5	2,8	0,0	0,0	0,0	0,5	32,5	8,9	8,9	4,5	0,4	1,2	2,3	3,0	5,8	6,4	5,4
16,5	1,9	0,0	0,0	0,0	0,1	13,2	5,8	7,1	2,4	0,1	0,4	0,7	2,6	3,2	4,7	4,0
17,5	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1	3,4	4,7	2,0	0,2	0,2	1,2	2,6	4,5	3,3	1,8
18,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	3,8	2,6	3,6	1,0	0,2	0,0	0,6	1,1	2,3	2,3	1,9
19,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	2,3	1,6	0,5	0,0	0,0	0,4	1,3	1,6	1,5	0,8
20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	3,5	0,7	0,3	0,0	0,0	0,1	0,5	0,9	1,0	1,2
21,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	2,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,6	0,5
22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,6
23,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0
24,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
25,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

7.3. Previsão da produção

Esta secção é em tudo semelhante à do caso A. No entanto, visto que este Parque B tem um maior número de máquinas que podem sobreequipar os parques, as previsões de energia têm que considerar as diferentes potências de sobreequipamento. Visto que o cálculo nas diferentes fases já foi demonstrado com o Parque A, pretende-se apresentar aqui os resultados.

Parte 1: Cálculo da energia produzida – WASP

A previsão do WASP para as diferentes potências de sobreequipamento não tem em conta a limitação da potência.

O processo utilizado no WASP, para obter os valores da tabela 17, consistiu em obter a energia para 18 aerogeradores, retirando-se sucessivamente os aerogeradores menos produtores do sobreequipamento. Assim, mesmo limitando o número de máquinas, procurou-se maximizar a produção do parque.

Como se pode observar na tabela 17, quanto maior a potência de sobreequipamento, maior será a produção. Contudo, é preciso lembrar que, para obter a energia líquida produzida pelo parque, é necessário ter em conta um fator corretivo.

Tabela 17 Produção do Parque B para as diferentes potências de sobreequipamento (sem limitação).

Aerogeradores	Potência máxima [MW]	Previsão do WAsP [GWh/ano]	Produtividade [horas]	Variação [%]
15	30,75	85,216	2840	-
16	32,80	91,690	2865	7,6
17	34,85	97,525	2868	14,4
18	36,90	102,880	2857	20,7

Parte 2: Fator de Correção

Para lembrar, o fator de correção são as perdas provocadas pela limitação da potência de produção do parque quando este foi sobreequipado.

Os cálculos são feitos da mesma forma que no caso A, multiplicação das matrizes das ocorrências com as respectivas matrizes de potência.

Tabela 18 Fatores de correção do Parque B.

Aerogeradores	Produção sem limitação [GWh/ano]	Produção com limitação [GWh/ano]	Fator de Correção
16	97,496	96,270	0,987
17	103,564	100,423	0,970
18	109,370	104,059	0,951

Como se pode observar pela tabela 18, mesmo que ocorra um aumento de produção com o aumento do sobreequipamento, as perdas provocadas pela limitação também aumentarão.

Parte 3: Energia Líquida

Na tabela 19 encontra-se a produção anual do parque para o sobreequipamento, já com as perdas operacionais incluídas.

Tabela 19 Energia produzida anualmente - Parque B.

Aerogeradores	Pot. Máxima [MW]	Previsão do WAsP [GWh/ano]	Fator de Correção	Perdas Operacionais	Energia Líquida [GWh/ano]	Produtividade [horas]	Variação [%]
15 (30 MW)	30,75	85,216	-	6,4%	79,762	2658	-
16 (32 MW)	30,75	91,690	0,987	6,4%	84,706	2647	6,2
17 (34 MW)	30,75	97,525	0,970	6,4%	88,545	2604	11,0
18 (36 MW)	30,75	102,880	0,951	6,4%	91,577	2543	14,8

Em termos de produção, o sobreequipamento a 20% é claramente a melhor opção, contudo, o retorno monetário pode não compensar o investimento realizado devido ao aumento das perdas de produção provocado pela limitação de potência. Portanto, tal como no caso A, os indicadores económicos permitirão determinar qual das três opções de sobreequipamento traz mais benefícios ao promotor.

7.4. Estudo de viabilidade económica

A tabela 20 faz um resumo de todos os aspetos económicos considerados. A taxa de atualização foi a mesma definida para o caso A.

Tabela 20 Resultados económicos do Parque B.

Aerogeradores	Energia Líquida [GWh/ano]	Rendimento Anual [€]	€/MWh	VAL [€]	TIR
15 (30 MW)	79,762	5 900 376	74,0	13 683 456	8,83
16 (32 MW)	84,706	6 264 539	74,0	14 420 322	8,80
17 (34 MW)	88,545	6 543 843	73,9	14 335 892	8,57
18 (36 MW)	91,577	6 761 403	73,8	13 653 753	8,23

Com o aumento da produção, e como seria de esperar, há um aumento do valor recebido anualmente de tarifa *feed-in*. No entanto, e devido ao desconto de 0,12% da tarifa por cada 1% de sobreequipamento, há uma descida do preço por MWh de energia produzida.

O indicador VAL define qual o projeto mais rentável, em termos de retorno por investimento. Tal como se pode verificar na tabela, o sobreequipamento do parque com apenas um aerogerador é o que traz uma maior taxa de retorno. Como tal, e do ponto de vista económico, 2 MW deverá ser a potência de sobreequipamento.

A análise recomenda instalar mais um aerogerador para sobreequipar o parque. Em termos absolutos, é o que apresenta maior VAL, no entanto, esta é uma conclusão

fundamentalmente teórica. Um investimento maior para a instalação de 3 máquinas de sobreequipamento, mesmo tendo o pior VAL dos resultados analisados na tabela 20, pode trazer vantagens, na medida em que compensa eventuais indisponibilidades.

Parâmetros com influência no sobreequipamento

Capítulo 8

Este capítulo pretende ser um complemento aos casos de estudo. Serão estudadas duas situações que permitem explorar melhor a questão do sobreequipamento e como este pode beneficiar um parque eólico.

8.1. Influência do recurso eólico no sobreequipamento

Nos últimos vinte anos, a variabilidade inter-anual da velocidade média do vento não ultrapassou os 6 %, no entanto, e visto que a medição do recurso eólico é a primeira fonte de incerteza neste tipo de projetos, foi estudada a variação da velocidade média anual do vento nas perdas de produção do sobreequipamento, provocadas pela limitação da potência de injeção na rede.

Para efeitos práticos, foi assumido que a velocidade média anual pode variar entre os -10% e 10% da velocidade média considerada anteriormente nos casos de estudo, a velocidade representativa das medições.

É previsível que, com a variação da velocidade do vento, a produção aumente ou diminua. Contudo, o aproveitamento de energia com o sobreequipamento é muito maior para velocidades médias mais baixas. Isto é, as perdas de produção do sobreequipamento, provocadas pela limitação de potência, crescem com o aumento da velocidade do vento.

Tal como se pode observar na figura 33, e para o caso do Parque B, quando a velocidade média anual de um ano é 10% inferior à velocidade representativa (0%), o sobreequipamento tem menos perdas de limitação de potência. Também se observa que,

quanto maior for a potência sobreequipada, mais acentuadas serão as perdas, isto porque nos períodos de ventos fortes haverá uma maior potência que não poderá ser utilizada.

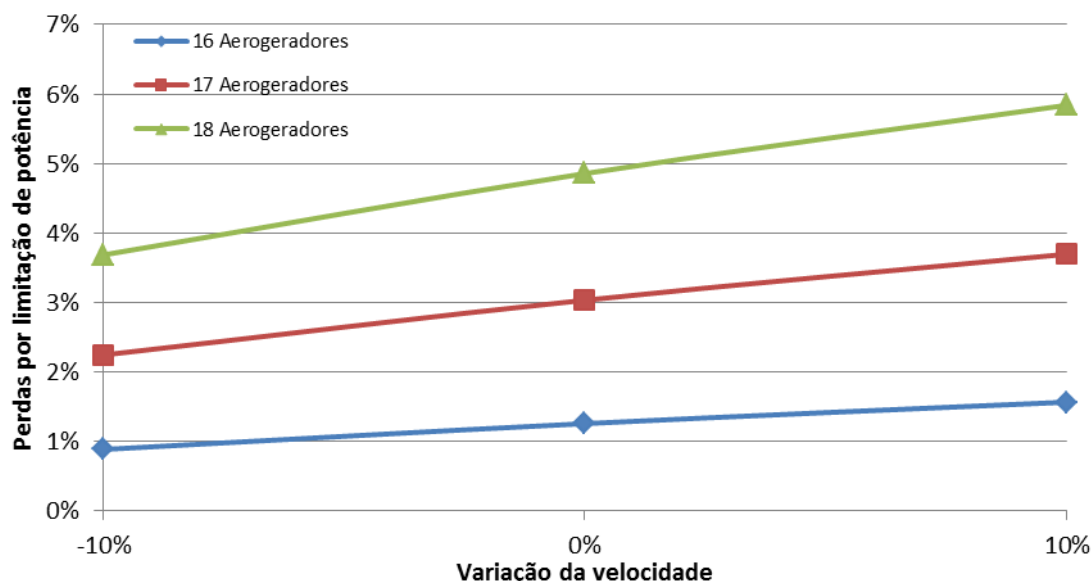


Figura 33 Variação das perdas de produção da limitação da potência de acordo com a velocidade média.

Apesar de parecer contraproducente, o facto de aumentar a velocidade do vento e a energia aproveitada ser inferior ao esperado, não se pode esquecer que há efetivamente um aumento de produção, que se traduz, naturalmente, em maiores rendimentos monetários.

8.2. Influência da limitação de potência no sobreequipamento

Nos casos de estudo, e para efeitos de simplificação, as perdas operacionais foram consideradas após se ter feito uma previsão da produção do parque, obtendo-se assim a energia líquida produzida. No entanto, há uma vantagem do sobreequipamento que não foi abordada anteriormente e que interfere diretamente na previsão de produção, tendo em conta as perdas de operação.

Suponha que o parque B foi sobreequipado com 3 novos aerogeradores, ficando assim com 36 MW. Quando o mesmo se encontra em funcionamento, a potência do parque é controlada à saída da subestação por um sistema de gestão que, conforme essa potência de saída, atua no controlo das máquinas, garantindo que estas mantenham ou diminuam a sua produção. Se o sistema registar que à saída da subestação estão 30,75 MW, o parque eólico, na verdade, está a funcionar a 32,7 MW, se se considerar que teve perdas operacionais de 6,4% (secção [3.5]).

O que quer isto dizer é que, o sobreequipamento, além de aumentar a produção do parque nas horas de média e baixa velocidade do vento, compensa as perdas de produção do parque, garantindo que para, qualquer regime de ventos, seja injetada a potência máxima possível na rede.

Para calcular a energia efetivamente produzida pelo sobreequipamento, é necessário calcular novos fatores de correção, onde são tidos em conta os períodos em que, mesmo estando acima da potência licenciada, a sua produção é aproveitada para compensar as perdas. Isto consegue-se com uma melhoria da matriz de potência do parque. Nesta matriz são incluídas todas as perdas de potência que possam existir no parque, assunto que já foi abordado anteriormente.

Os resultados obtidos para o Parque B encontram-se na tabela 21. Como se pode verificar, considerando as perdas de produção na determinação da matriz de potências do parque, a energia produzida será muito maior devido às menores perdas de produção provocadas pela limitação de potência de um parque sobreequipado. Aliás, para o caso de se sobreequipar o parque com 1 aerogerador, as perdas devido à limitação de potência serão 0.

Tabela 21 Diferenças de produção de dois métodos diferentes de obtenção da matriz de potências.

Aerogeradores	Antiga Matriz de Potências		Nova Matriz de Potências	
	Perdas de Limitação	Energia Líquida [GWh/ano]	Perdas de Limitação	Energia Líquida [GWh/ano]
16 (32 MW)	1,30%	84,706	0,00%	85,883
17 (34 MW)	3,00%	88,545	1,13%	90,248
18 (36 MW)	4,90%	91,577	2,74%	93,657

Estas baixas perdas de produção, levam a repensar os resultados económicos obtidos anteriormente, tabela 22. Pode-se observar que o projeto torna-se muito mais rentável, e a potência ótima a instalar passou para 34 MW. No entanto, apesar de poder diminuir um bocado o VAL do investimento, seria interessante instalar 3 aerogeradores de modo a cobrir as indisponibilidades.

Tabela 22 Variação dos indicadores económicos.

Aerogeradores	Antiga Matriz de Potências		Nova Matriz de Potências	
	Rendimento Anual [€]	VAL [€]	Rendimento Anual [€]	VAL [€]
15 (30 MW)	5 900 376	13 683 456	5 900 376	13 683 456
16 (32 MW)	6 264 539	14 420 322	6 354 971	15 295 416
17 (34 MW)	6 543 843	14 335 892	6 674 581	15 601 139
18 (36 MW)	6 761 403	13 653 753	6 920 852	15 197 073

Conclusões

Capítulo 9

9.1. Limitações da metodologia

A primeira limitação da metodologia diz respeito à previsão da produção por parte do programa WAsP. Este programa, através dos dados das medições de vento num local da área onde se vai instalar o parque eólico, extrapola os resultados obtidos para os locais dos aerogeradores, tendo em conta a topografia e a rugosidade do solo, aos quais juntando a curva de potência das respetivas máquinas e contabilizando as perdas por esteira, efetua uma previsão da produção anual do parque. No entanto, não é possível impor uma limitação de potência do parque.

O modo de contornar esta situação foi encontrar um fator de correção dos resultados obtidos pelo WAsP. Esse fator de correção é a perda de produção provocada pela limitação de potência de um parque sobreequipado. Para obter esse fator, foram calculadas as energias do parque sobreequipado com e sem limitação de potência, através da multiplicação da matriz de ocorrências com as matrizes de potências (com e sem limite).

Contudo, esse fator de correção não pode ser considerado um valor exato da perda de produção, mas sim uma mera referência, visto que a matriz de ocorrências utilizada é comum a todas as máquinas.

Além da incerteza resultante do processo de obtenção da energia com limitação de potência, o facto de isto ser um processo bastante moroso, obriga a uma ferramenta que auxilie nos cálculos. Nesta dissertação utilizou-se essencialmente o programa comercial Excel, que permitiu diminuir bastante o processo de cálculo.

Uma segunda limitação tem a ver com a falta de precisão de alguns valores que foram tidos como referência, como os custos de investimento e de manutenção. Uma vez

que cada parque é diferente, e, há falta de dados concretos, procurou-se sempre sobrevalorizar estes custos, de modo a dar alguma margem de segurança. No entanto, para obter resultados exatos sobre a viabilidade dum parque em específico, é sempre recomendado conhecer estes valores para o parque em questão.

9.2. Casos Práticos

A metodologia foi testada em dois parques, o Parque A, que foi considerado como um parque pequeno, visto que é constituído por cinco aerogeradores de 2 MW, e o Parque B, um parque eólico de 15 máquinas de 2 MW, procurando-se analisar o sobreequipamento dos parques com 1 e 3 aerogeradores, respetivamente.

Para o Parque A, com uma taxa de correção de 4,9%, previsão de produção anual foi de 25169 MWh, equivalentes a 2097 horas a plena carga, onde o sobreequipamento aumenta a produção de energia em 18%. O projeto de sobreequipamento é rentável, estando pago ao fim de 10 anos, permitindo um lucro de 1,15 milhões de euros acima do esperado (TIR=8,51%).

No caso do Parque B, a taxa de correção calculada variou de 1,3% a 4,9%, dependendo do sobreequipamento efetuado. Como resultado, prevê-se que o parque produza anualmente, com 20% de sobreequipamento e as perdas operacionais incluídas, 104059 MWh, equivalente a 2890 hpc. O investimento encontra-se pago ao fim de 12 anos, e o investidor tem um TIR de 8,23%.

Independentemente do retorno ser sempre positivo, pode-se maximizar os ganhos do parque, optando pela instalação de um número ótimo de máquinas a sobreequipar. Isto porque, mesmo que uma nova máquina produza muita energia e se aumentem os lucros, no final do período de exploração, o investimento feito nessa nova máquina pode não compensar a receita gerada. O VAL é um parâmetro que permite analisar o investimento na ótica do custo/benefício.

Para o Parque A, o número ótimo de máquinas é 6, ou seja, é recomendado sobreequipar. Para o Parque B, o VAL esperado é maior para o caso da instalação de apenas um novo aerogerador (ficando o parque com 16 máquinas). Não se pode restringir a decisão do sobreequipamento apenas a este exercício económico, sendo necessário analisar outros critérios, como a indisponibilidade prevista de outras máquinas.

Em suma, em ambos os casos apresentados o sobreequipamento mostrou-se bastante viável, promovendo um grande crescimento na produção. No entanto não se pode restringir a decisão de implementação de sobreequipamento, ou da potência ótima de sobreequipamento, aos resultados económicos.

A metodologia proposta adequou-se bastante bem a ambos os casos, embora o método para calcular a produção pode-se tornar um algo moroso sem uma ferramenta auxiliar. De modo a que a análise económica seja representativa de um parque em particular, os valores de investimento que foram assumidos nesta dissertação devem ser atualizados.

9.3. Outras conclusões retiradas

Foram estudadas duas situações particulares de modo a poder tirar algumas conclusões genéricas sobre o sobreequipamento.

Primeiro, foi estudado a variação das perdas de produção do sobreequipamento, quando a velocidade média anual é diferente da que foi utilizada nos casos de estudo (resultado das medições do regime eólico). Verificou-se que, quanto menores forem as velocidades, menores serão as perdas de produção do sobreequipamento, visto que o parque sobreequipado funcionará menos tempo à potência máxima. Como tal, as perdas provocadas pela limitação da potência serão menores.

Além do mais, ficou determinado que, devido à variação das perdas de produção do sobreequipamento com a variação da velocidade, o VAL do projeto irá variar, podendo, em certos anos, o retorno ser demasiado baixo para compensar o investimento.

Depois foi estudado uma situação mais aproximada do real funcionamento de um parque eólico. Nesta situação, as perdas de operação eram compensadas pelo sobreequipamento do parque. Ficou demonstrado que, mesmo com sobreequipamento, as perdas provocadas pela limitação da potência do parque podem ser nulas.

Tendo em conta esta nova forma de calcular a matriz de potências, é possível obter resultados mais precisos e tirar melhor partido do sobreequipamento de um parque.

9.4. Legislação do sobreequipamento

Uma vez que se abordou a legislação do sobreequipamento, é sugestivo fazer um pequeno comentário, num tom mais pessoal, em relação aos 20% de limitação da potência de sobreequipamento.

De acordo com os resultados que foram obtidos para ambos os parques, verifica-se que o sobreequipamento é vantajoso em ambos os casos. No caso do Parque A, de 10 MW de potência licenciada, o sobreequipamento só pode ser feito até um máximo de 2 MW. Se a indisponibilidade de determinada máquina for muito superior ao esperado, o sobreequipamento pode compensar esse défice de produção. No entanto, e tratando-se de um parque pequeno, a queda na produção seria muito superior que num parque grande, onde a produção pode ser compensada por várias máquinas.

Caso o sobreequipamento fosse de 40%, instalando duas máquinas, permitiria compensar ainda mais esse défice de energia, não se fazendo sentir tanto a queda na produção. Além do mais, a produção nas horas em que a velocidade do vento é baixa seria muito superior. Naturalmente que a decisão do número de máquinas a instalar diz respeito apenas ao investidor, pelo que se tal se revelasse inviável, o investimento não seria feito.

Portanto, deste ponto de vista, a limitação da potência de sobreequipamento de 20% atualmente em vigor, pode-se tornar restritiva, sobretudo para parques de pequenas dimensões. Como sugestão de atuação, poderiam ser tabelados diferentes valores limite para o sobreequipamento, consoante a potência do parque ou o número de máquinas a sobreequipar, tendo o investidor a decisão final quanto à potência de sobreequipamento.

9.5. Sugestão de trabalho futuro

Nesta metodologia foi utilizado um fator de correção na previsão da energia líquida produzida anualmente por um parque. No entanto, este fator é meramente representativo das perdas de produção do sobreequipamento, provocado pela potência limite de injeção na rede. Embora seja um processo complexo, recomenda-se a construção de uma ferramenta que permita calcular a produção do parque, utilizando a mesma metodologia que o WAsP, mas de modo a incluir a limitação de potência.

Referências

- [1] APREN e A. S. d. Costa, “Política nacional para as energias renováveis,” em *EEFoR*, Porto, 2013.
- [2] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins e E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, Wiley, 2001.
- [3] APREN; e2p; INEGI, “Parques Eólicos em Portugal - Dezembro de 2012,” 2012.
- [4] R. Carvalho, “Renováveis com peso de 80% no consumo de energia no país,” *Diário Económico*, 05 Maio 2013.
- [5] V. Nelson, *Wind Energy - Renewable Energy and the Environment*, 1º ed., Taylor & Francis Group, 2009.
- [6] J. M. Moran e M. D. Morgan, *Meteorology: The Atmosphere and Science of Weather*, Prentice Hall, 1996.
- [7] I. Troen e E. Petersen, *European Wind Atlas*, Denmark: Riso National Laboratory, 1989.
- [8] J. G. S. F. Branco, “Estudo sobre a aplicabilidade de modelos de distribuição da velocidade do vento em terreno montanhoso,” 1991.
- [9] P. Jain, *Wind Energy Engineering*, McGraw Hill, 2011.
- [10] DGEG, “Estatísticas Rápidas - Renováveis,” 2012.
- [11] M. G. R. Castro, *Introdução à energia eólica*, Lisboa, 2003.
- [12] J. A. P. Lopes e INESC Porto, *Apresentação: Soluções Concurais para Atribuição de Potência Eólica em Portugal*, Lisboa, 2010.
- [13] IberWind, “IberWind,” 21 Março 2011. [Online]. Available: http://www.iberwind.com/media/PressRealese_PVB.pdf. [Acedido em Março 2013].
- [14] C. Barros, *Decisões de Investimento e Financiamento de Projectos*, Lisboa: Edições Sílabo, 1995.
- [15] R. B. Stull, *An introduction to boundary layer meteorology*, 1º ed., Kluwer Academic

Publishers, 1988.

- [16] P. M. A. Miranda, Meteorologia e Ambiente, Universidade Aberta, 2001.
- [17] P. d. V. Fernandes, *Caracterização de regimes de vento visando o seu aproveitamento energético*, 2005.
- [18] C. E. d. C. p. a. A. Climáticas e M. d. Ambiente, “Avaliação do estado de,” 2008.
- [19] A. P. d. Ambiente e C. E. d. C. p. a. A. Climáticas, “Avaliação do cumprimento do Protocolo de Quioto,” Agência Portuguesa do Ambiente, Amadora, 2012.

Anexo A

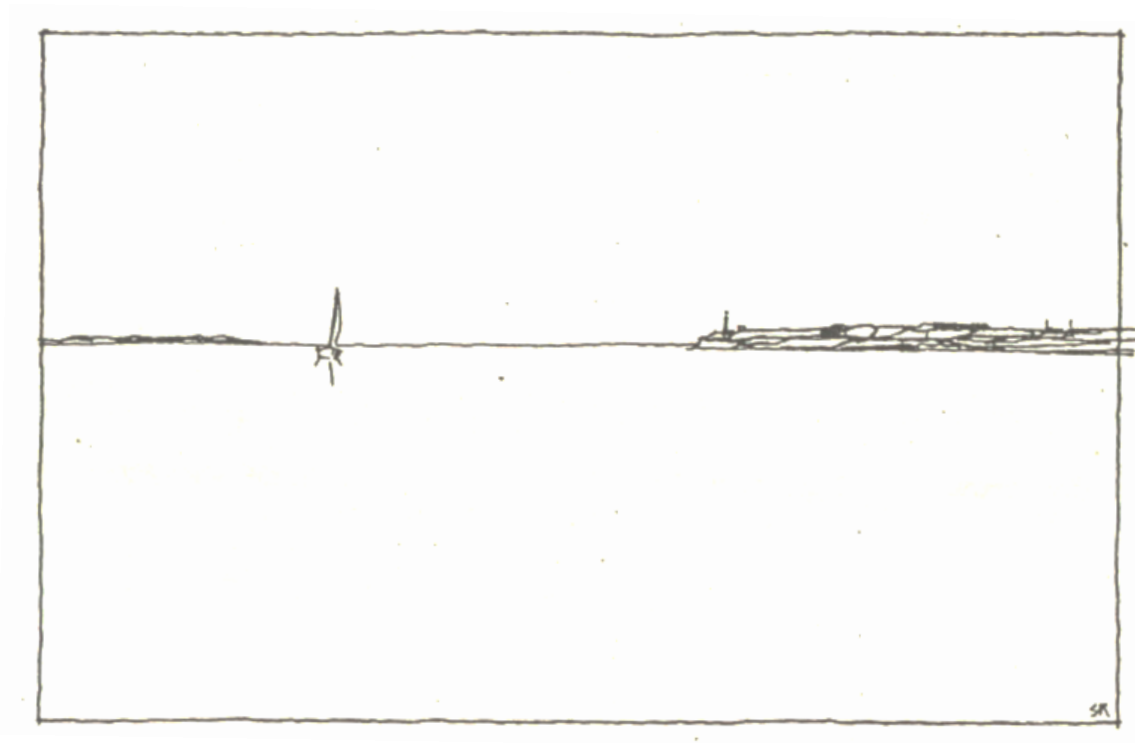


Figura A. 1 Exemplo de terreno correspondendo a rugosidade de classe 0: superfícies de águas ($z_0=0,0002$ m). Esta classe engloba o mar e os lagos [7].

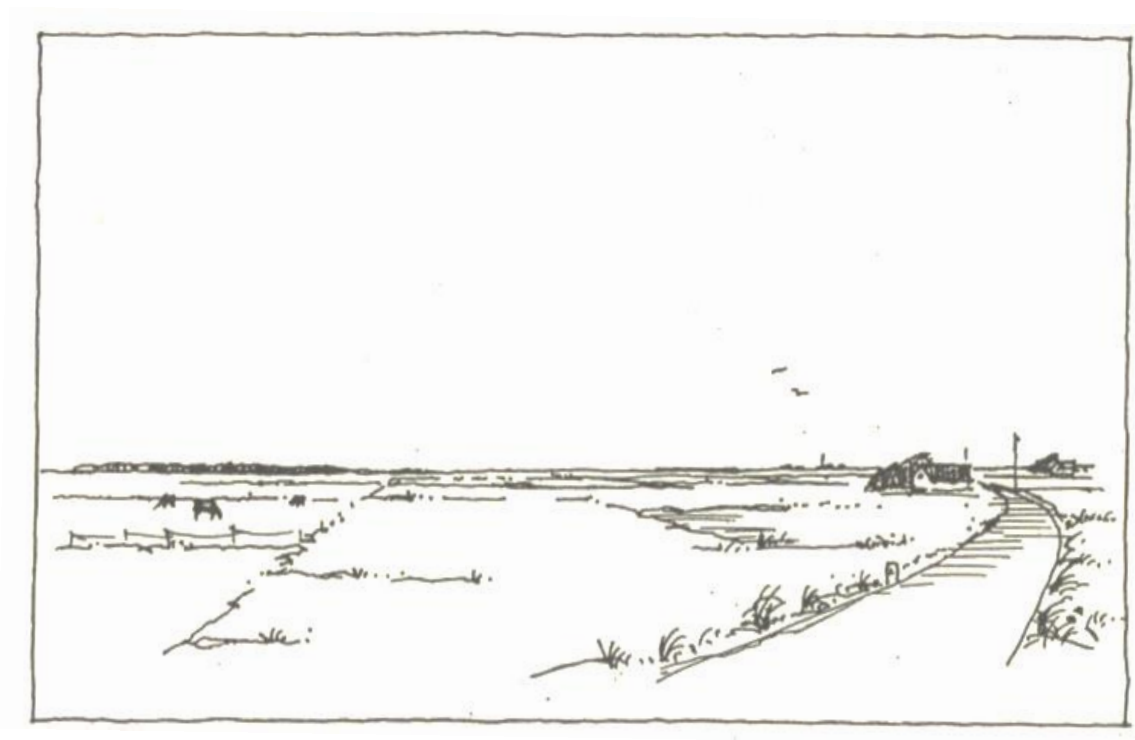


Figura A. 2 Exemplo de terreno correspondendo a rugosidade de classe 1: áreas abertas e com poucas sebes ($z_0=0,03$ m). Podem ser encontradas em quintas isoladas e grupos de árvores ou arbustos [7].



Figura A. 3 Exemplo de terreno correspondendo a rugosidade de classe 2: zonas rurais com sebes, separadas por distâncias médias superiores a 1000 m, e algumas áreas construídas espalhadas ($z_0=0,1$ m). Terreno caracterizado por grandes áreas abertas, dando à paisagem uma aparência aberta. Há muitas árvores e construções [7].

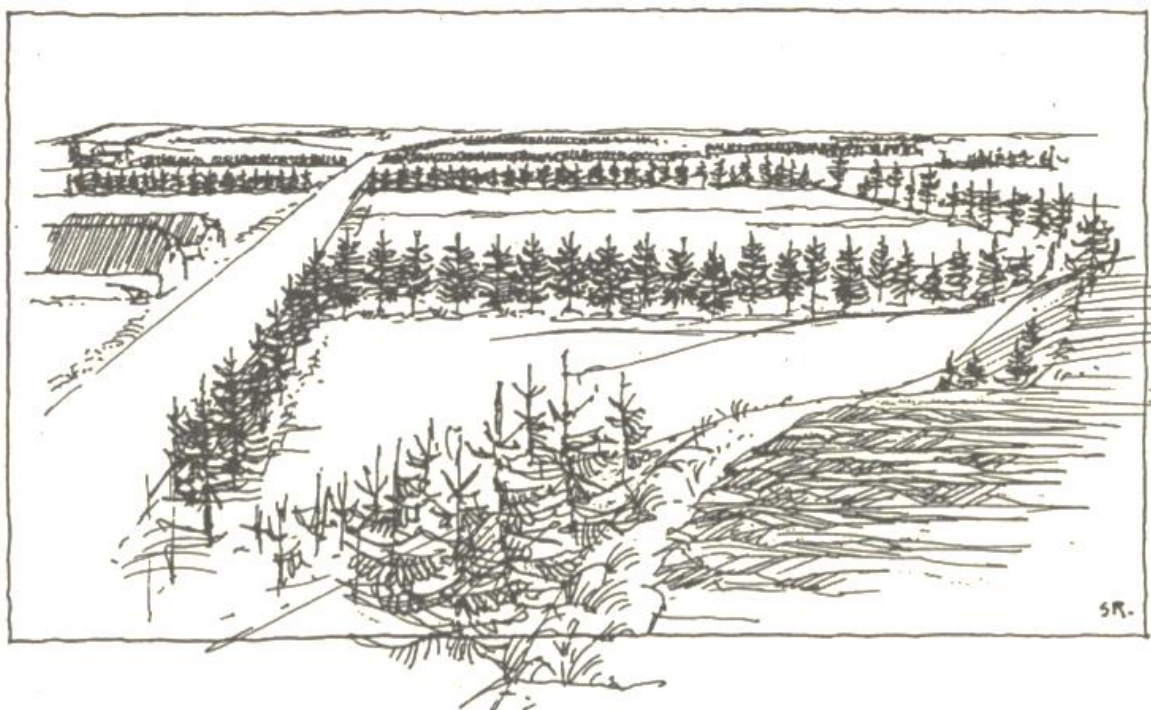


Figura A. 4 Exemplo de terreno correspondendo a rugosidade de classe 3: zonas urbanas, florestas e zonas rurais com muitas sebes ($z_0=0,4$ m). A área rural é caracterizada pelas sebes pouco afastadas, sendo a média da separação de umas pequenas centenas de metros [7].

Anexo B

As diversas categorias de perdas de produção que se vão descrever são apenas exemplos de situações que podem afetar a produção final de um parque. Por mais insignificantes que possam parecer, no seu conjunto podem representar perdas de 8% ou mais, dependendo dos locais, do clima e do tipo de equipamento.

Perdas por Efeito de Esteira

Esteira Interna	Influência que os aerogeradores de um parque entre si
Esteira Externa	Influência dos aerogeradores de um parque vizinho sobre o parque em estudo
Futuras Esteiras	Influência futura dos aerogeradores de um parque em construção
Disponibilidade	
Disponibilidade da turbina	Previsão da perda de produção associada ao tempo de paragem do aerogerador
Disponibilidade da rede	Disponibilidade da rede interna do parque

Eficiência Elétrica

Eficiência elétrica operacional	Eficiência dos aparelhos eletrónicos e o desgaste dos mesmos
Consumos do parque eólico	Consumo de equipamento elétrico das turbinas e das subestações. Pode ser excluído se forem tidos em conta nos custos operacionais.

Desempenho da Turbina

Ajuste da curva de desempenho do aerogerador	A curva de potência real de determinado gerador pode não corresponder exatamente à curva esperada para aquele modelo.
Histerese nas altas velocidades de vento	Já foi descrito que quando a velocidade de cut-out é ultrapassada, algumas turbinas desligam-se. É aplicada uma histerese à velocidade de arranque da turbina para evitar que, devido às flutuações da velocidade do vento, a máquina esteja repetidamente a desligar e a ligar.
Ajuste da curva de desempenho do aerogerador ao local	Quando os locais de teste de uma turbina e o local de instalação são muito diferentes, provocando alterações significativas no escoamento, as curvas de potência podem ser diferentes.

Causas Ambientais

Degradação das pás	Desgaste das pás devido à utilização, acumulação de sujidade e formação de gelo.
Crescimento de árvores	Quando os parques se encontrem na proximidade de florestas ou outras áreas vegetais
Acesso ao local	Dificuldade no acesso a áreas remotas onde os aerogeradores tiveram que parar para reparação aumenta a indisponibilidade. Essas dificuldades podem ser causadas pelo mau tempo.
Temperatura	As turbinas foram projetadas para funcionarem numa gama de temperaturas

Cortes

Gestão do parque eólico	Perdas de produção associadas
Cortes na rede	Em certas ocasiões, devido a negociações com o operador de rede, o parque pode ter que ser desconectado da rede, logo, não faz sentido produzir energia nessas situações
Ruído	Em alguns locais as turbinas pode ter que ser desligadas para determinadas velocidades de vento devido ao intenso ruído

Anexo C

Para efeitos de simplificação, todos os valores apresentados de seguida referem-se exclusivamente às centrais eólicas, uma vez que o decreto-lei aborda todas as tecnologias renováveis.

Segundo disposto pelo anexo II do decreto-lei em vigência e que diz respeito ao sistema remuneratório atribuído pelo estado às empresas promotoras de centrais renováveis, a fórmula de cálculo para a remuneração atribuída é:

$$VRD_m = [KMHO_m[PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m * Z] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{Ref}} * \frac{1}{(1 - LEV)}$$

O valor VRD_m é a remuneração atribuída à central renovável no mês m .

O fator opcional $KMHO_m$ representa a modelação tarifária. Tem em conta as horas em vazio e as horas cheias e de ponta e permite um ajuste da parcela fixa e variável.

O parâmetro LEV “representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.” O seu valor é de 0,015 para centrais renováveis com potência licenciada superior ou igual a 5 MW e de 0,035 para centrais com potência licenciada inferior a 5 MW.

O fator multiplicativo Z é específico para cada central renovável. No caso das eólicas, o seu valor é de 4,6.

Parcela Fixa

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{Ref} * COEF_{Pot,m} * POT_{med,m}$$

- $PF(U)_{Ref}$: 5,44 €/kWh
- $COEF_{Pot,m}$: contribuição mensal da central renovável para a garantia de potência proporcionada pela rede pública.
- $POT_{med,m}$ é a potência média disponibilizada mensalmente para a rede pública sendo o mínimo entre a potência declarada pelo promotor na fase de licenciamento e a equação $\frac{ECR_m}{24 * NDM}$

$$COEF_{Pot,m} = \frac{ECR_m}{0,8 * 24 * NDM * POT_{dec}}$$

- NDM: Número de dias do mês
- ECR_m : Energia total produzida pela central no mês m , expressa em [kWh].
- POT_{dec} : Potência declarada da central em kW

Parcela Variável

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{Ref} * ECR_m$$

- $PV(U)_{Ref}$ é um valor fixo de 0,036 €/kWh

Parcela Ambiental

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{Ref} * CCR_{Ref} * ECR_m$$

- $ECE(U)_{Ref}$ é um valor fixo de $2*10^{-5}$ €/g
- CCR_{Ref} é um valor fixo de 370 g/kWh

O fator $KMHO_m$ é opcional. As empresas que na hora de licenciar o seu projeto optem por não o utilizar, então o seu valor será 1. Caso optem por utilizar :

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{PC} * ECR_{PC,m} + KMHO_V * ECR_{V,m}}{ECR_m}$$

- $KMHO_{PC}$: fator que representa a modelação nas horas cheias e de ponta, tendo um valor de 1,25.
- $ECR_{PC,m}$: Energia produzida mensalmente nas horas cheias e de ponta, expressa em kWh.
- $KMHO_V$: fator que representa a modelação nas horas de vazio, tendo um valor de 0,65.
- $ECR_{V,m}$: Energia produzida mensalmente nas horas de vazio, expressa em kWh